

ЭБГ

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

В Москве – дороже, в Нальчике – дешевле

НИУ ВШЭ представил рейтинг регионов по стоимости подключения к инженерным сетям

стр. 20



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендинг
страниц

Портрет
компаний
и её
вакансий

раздел
**«ВАКАНСИИ
В ЭНЕРГЕТИКЕ»**
на сайте peretok.ru

ПОДРОБНОСТИ:

Тел.: +7 (495) 640-08-38/39, доб. 115,
e-mail: e_bryleva@mlgr.ru

Уважаемые читатели!

Н

Начало осени в этом году было богатым на события в энергетике. Во-первых, буквально в первые минуты сентября «Системный оператор» опубликовал для обсуждения проект Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 2024–2029 годы. Во-вторых, в сентябре прошли сразу три отраслевые конференции.

О проекте СиПР мы подробно рассказываем в **«Теме номера»**. Документ выявил четыре крупные зоны энергодефицита, в трёх из которых регуляторы предлагают построить генерацию на 3,5 ГВт и ещё в одной – расширить сетевую инфраструктуру.

«Совет рынка» на своей конференции решил продолжить тему СиПР и предложил участникам обсудить принципиальные подходы при работе с прогнозным дефицитом: реагировать на его появление или предупреждать при планировании. Ответы спикеров на этот вопрос, а также их предложения по развитию конкретных территорий читайте в **«Эксперт-клубе»**.

В номере «Энергии без границ», который вы держите в руках, мы решили сделать сдвоенную рубрику **«Тенденции & Инфографика»**. Поводом для неё стал подготовленный экспертами НИУ ВШЭ рейтинг регионов по стоимости подключения к инженерным сетям, которая за последние полтора года в среднем стала на четверть дороже.

Героем **«Интервью»** в этом номере стал генеральный директор ИТ-компании «СИГМА» Сергей Колодей. Среди прочего он рассказал о роли ИТ в современной энергетике, а также о проектах и планах компании.

В рубрике **«Технологии»** собрана информация о планах создания в России суверенной ветроустановки и о площадках по производству компонентов для неё, а в **«NB»** продолжается рассказ о методах электролечения.

Редакция журнала «Энергия без границ»

→

01



←
06

04 главные события
в России

06 главные события
в мире

08 тема номера

Вторая шестилетка

*Ключевые аспекты проекта
Схемы и программы развития
электроэнергетических систем России
на 2024–2029 годы*

↓
08



24
↓

14 эксперт-клуб

Вопрос реагирования

*Представители отрасли рассуждают
о том, как нужно работать с прогнозным
энергодефицитом*

20 тенденции
& инфографика

В Москве – дороже,
в Нальчике – дешевле

*НИИ ВШЭ представил рэнкинг регионов по
стоимости подключения к инженерным сетям*



24 интервью

Сергей Колодей:
«Мы знаем потребности
отрасли на три-пять лет
вперед»

*Генеральный директор компании «СИГМА»,
лидера российской ИТ-отрасли в сегменте
решений для энергетики, рассказал «Энергии
без границ» о стратегии компании, её
проектах, команде и о многом другом*



↑
20



↑ 32

30 ТЕХНОЛОГИИ

Суверенная ветроустановка

Планы разработки и площадки по производству компонентов

32 NB

Лечение электричеством: современные методы

При каких болезнях электрический ток может стать лекарством, и как он прижился в косметологии

34 календарь дней рождения ключевых лиц ТЭК России в октябре – ноябре

36 Фото номера

Расширение БАМа и Транссиба, которое влечёт за собой масштабное строительство электроэнергетической инфраструктуры, стало одной из главных тем Восточного экономического форума (временами с шутками участников проекта)



← 30



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
 «Энергия без границ»,
 4 (81) ОКТЯБРЬ 2023

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-54414 от 10.06.2013

Адрес редакции:
 119435, Россия, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2
 Тел.: +7 (495) 664-88-40
 Факс: +7 (495) 664-88-41
 editor@interra.ru

Главный редактор:
 Владимир Александрович Князев
Шеф-редактор: Александр Кленин

коммуникационная группа
MEDIA LINE

Адрес издателя: 105082, г. Москва, Рубцовская наб., д. 3, стр. 1, оф. 903
 Тел.: +7 (495) 640-08-38;
 640-08-39
 www.mlgr.ru
 E-mail: info@mlgr.ru
Генеральный директор:
 Людмила Васильева

Фото: пресс-служба компаний Группы «Интер РАО», Росконгресс, ТАСС, РИА «Новости», цифровой пресс-центр Росатома, Shutterstock, «ЭЛС-Энерго», «СИГМА», ассоциация «НП Совет рынка», Сообщество потребителей энергии

По вопросам рекламы обращайтесь по тел.:
 +7 (495) 640-08-38/39, доб. 150;
 моб.: +7 (962) 924-38-21
 Менеджер по рекламе:
 Алла Перевезенцева,
 a_perevezentseva@mlgr.ru

Отпечатано в ИП Коротков К. М.
Адрес типографии: 115569, Москва, ул. Шипиловская, д. 9
 Подписано в печать: 09.10.2023
 Дата выхода в свет: 16.10.2023
 Тираж: 1500 экз.
 Распространяется бесплатно

12+

→ 03

← 36

Электроэнергетический сектор в конце лета – начале осени оказался богат на значимые события.

К концу сентября стало понятно, что экспорт электроэнергии из РФ по итогам года окажется не таким, как это предполагалось в первом полугодии. Первоначально предполагалось, что основным покупателем российской электроэнергии после ухода «Интер РАО» с европейского рынка окажется Китай. Однако в августе стало окончательно понятно, что постоянно растущий спрос на электричество на Дальнем Востоке, сложившаяся водность рек и ремонты на тепловых электростанциях не позволяют нарастить поставки в КНР до рекордных значений. 22 сентября на конференции «Совета рынка» Александра Панина из «Интер РАО» сообщила, что по итогам восьми месяцев экспорт в Китай оказался на 21% меньше, чем в прошлом году. Весьма неожиданно КНР с первого места по объёмам экспорта подвигает Казахстан. 1 июля здесь был запущен энергорынок, что позволило «Интер РАО»



Александра Панина

₽6,4

млрд инвестируют СТГТ в создание производства турбинных лопаток, цеха по восстановлению компонентов газовых турбин и сервисного центра для обслуживания турбин

спустя полмесяца начать коммерческие перетоки. В последние 1,5 месяца лета мощность поставок превышала 2 ГВт, в сентябре показатель стабилизировался на 1,5 ГВт. Этого оказалось достаточно, чтобы Казахстан вышел в лидеры по закупке энергии. Как сообщила г-жа Панина, в 2023 году в республику планируется поставить 4,7–4,9 млрд кВт•ч, что составляет почти половину запланированного экспорта электроэнергии из РФ. При этом выше предыдущего прогноза оказался уровень поставок в Монголию – 850 млн кВт•ч против 660 млн в прошлом году.

Однако на прогноз экспорта может негативно повлиять «курсовая» экспортная пошлина в размере 4–7% при курсе доллара 80 рублей и выше. Она введена с 1 октября 2023 года и до конца 2024 года. При курсе 80–85 рублей за \$1 ставка составит 4%, при 85–90 рублях – 4,5%, при 90–95 рублях – 5,5%, при 95 рублях и более – 7%. Новые пошлины не распространяются на нефть, газ, зерно и лесоматериалы; таким образом, крупнейшими плательщиками будут горнодобывающие компании, экспортёры чёрных, цветных и драгоценных металлов, угля, удобрений, а также электроэнергии при её продаже вне зоны ЕАЭС. Новые экспортные пошлины затронут экспортные энергопоставки «Интер РАО» в Китай.

Прошедшие форумы и конференции принесли несколько важных финансовых новостей из электросетевого комплекса.

«Россети» продолжают искать источники для финансирования электрификации БАМа и Транссиба в рамках второго этапа расширения Восточного полигона РЖД. Общая сумма необходимых средств может увеличиться, предупреждал в ходе Восточного экономического форума **в начале сентября** гендиректор «Россетей» Андрей Рюмин. Стоимость проекта, который первоначально стоил 200 млрд, а затем 250 млрд рублей, теперь оценивается в 300 млрд рублей.

Спустя 20 дней на конференции «Совета рынка» в Сочи «Россети», чья инвестпро-



55–65%

может составить снижение штрафов для генераторов, желающих отказаться от реализации проектов модернизации ТЭС



Николай Шульгинов на ВЭФ озвучил ограничения для майнинга



Вячеслав Викторов / Росконгресс

грамма в 2023–2024 годах оценивается в 992 млрд рублей, предложили запустить в сетевом комплексе инвестиционный механизм, сходный с системой договоров предоставления мощности (ДПМ) в генерации. Также в сентябре стало известно, что г-н Рюмин попросил президента РФ Владимира Путина обязать новых крупных клиентов оплачивать услуги по передаче электроэнергии не по факту потребления, а по максимальной мощности, заявленной при подключении к сети. Идея не понравилась крупным потребителям, чьи расходы от нововведения существенно вырастут, но нашла поддержку у главы государства, который поручил Минэнерго, Минэкономразвития и ФАС проработать вопрос. Такой переход должен поправить финансовое положение «Россетей», испытывающих проблемы не только на Дальнем Востоке (например, потери в сетях Дагестана в этом году увеличились до 46% против 37% в 2018 году). Также компания рассказала, что в 2009–2022 годах недополучила 230 млрд рублей из-за льгот на техприсоединение к сетям, и ещё 69 млрд рублей из этой суммы надеется компенсировать в течение 35 лет через тариф на передачу.

Ещё одним источником пополнения казны «Россетей» должны стать повышенные тарифы на передачу электроэнергии. **С июля 2024 года** для всех категорий потребителей они могут быть повышены на 9,1%, говорится в макропрогнозе Минэкономразвития РФ, представленном в конце сентября. В прежней версии документа от 2022 года речь шла об увеличении сетевых тарифов для промышленности лишь на 6%. При этом тариф на передачу по магистральным сетям ФСК, с мая этого года увеличенный на 6,3%, с июля 2024 года может вырасти ещё на 8%. В то же время индексация совокупного платежа граждан за жилищно-коммунальные услуги составит до 9,8%.

В начале осени регуляторы продолжали искать варианты решения проблемы серого майнинга криптовалют по бытовым тарифам.

Сначала глава Минэнерго Николай Шульгинов заявил, что министерство предлагает вывести майнинг из-под нормы о недискриминационном доступе к электросетям: «Сейчас в юго-вос-

точной Сибири не всегда есть возможность подключить новых потребителей, хотя у нас недискриминационный доступ к энергоснабжению. Каждого, кто запросил, должны подключить. Майнеры пришли первыми, они быстро строят. А после них пришёл какой-нибудь объект ЖКХ, а свободной мощности нет, его подключить не могут. Поэтому мы не просто хотим, а настойчиво предлагаем из недискриминационного доступа майнеров или исключить вообще, или хотя бы временно. Так мы сможем сначала подключать промышленные, социальные объекты, ЖКХ, а потом уже можно и майнинг-вое производство».

Спустя пару недель стало известно, что Минэнерго предлагает в два – пять раз увеличить тарифы на передачу электроэнергии для юристов, занимающихся майнингом криптовалюты. Цель – заставить майнинг-центры уйти в регионы с избытком мощностей. По словам владельцев майнинг-ферм, инициатива министерства дискриминирует легальных потребителей электроэнергии и приведёт к остановке отрасли из-за убытков.



В МИРЕ



1. Турция

Инвестиции в АЭС

Общий объём российских вложений в строительство АЭС «Аккую» в Турции составит около \$23–24 млрд. Об этом, по информации ТАСС, глава госкорпорации «Росатом» Алексей Лихачёв сообщил на встрече президента РФ Владимира Путина с молодыми учёными в Сарове.

Неделей ранее турецкий президент Тайип Эрдоган сообщил, что строительство первой в Турции АЭС «Аккую» продолжается полным ходом, обсуждается проект возведения Россией второй атомной электростанции в республике – «Синоп».

Выручка от продажи электричества с АЭС «Аккую» может стать инвестиционным ресурсом для строительства новой станции, пояснил Алексей Лихачёв: «Ожидаем, что во второй половине 2020-х годов будем иметь приличную выручку непосредственно в Турецкой Республике от продажи электричества (с АЭС «Аккую». – *Прим. ред.*) и будем обладать уже, условно говоря, турецким инвестиционным ресурсом, который будем вкладывать в новую станцию, если такое решение будет принято».



«Аккую» будет состоять из четырёх энергоблоков с реакторами российского дизайна ВВЭР поколения «3+». Мощность каждого энергоблока составит 1,2 ГВт. После вывода на полную мощность АЭС будет вырабатывать около 35 млрд кВт·ч в год и удовлетворять 10% потребностей Турции в электроэнергии.

06



2. Иран

Пути энергоэкспорта

В рамках проработки проекта энергомомента между Россией, Ираном и Азербайджаном российская сторона изучает экспорт электроэнергии в Иран мощностью до 300 МВт по имеющимся электросетям, рассказал в интервью РИА «Новости» на Восточном экономическом форуме глава Минэнерго Николай Шульгинов.

«Сейчас мы рассматриваем просто возможность поставки электроэнергии через территорию Азербайджана в Армению, из неё – в Иран и, возможно, далее, в другие страны. На первом этапе с Тегераном и Баку договариваемся использовать существующую инфраструктуру, без нового строительства», – сообщил г-н Шульгинов.

На вопрос, о каком объёме поставок идёт речь, он ответил: «О 300 МВт с нашей стороны. Заинтересованность есть у всех участников проекта. Посмотрим, как пойдёт».

В начале августа российское Минэнерго сообщало, что к концу года должно быть готово технико-экономическое обоснование (ТЭО) объединения электроэнергетических систем Азербайджана, Ирана и России.



Treyakov / Shutterstock.com



3. Казахстан

Дата-центры с энергодефицитом

Президент Казахстана Касым-Жомарт Токаев в сентябре провёл встречу с вице-президентом корпорации Amazon Сьюзан Пойнтер, в ходе которой стороны обсудили возможности размещения дата-центров на территории Казахстана, передал ТАСС со ссылкой на пресс-службу президента.

В рамках встречи было подписано соглашение между Министерством цифрового развития и аэрокосмической промышленности Казахстана и Amazon Web Services о приобретении облачного решения Outpost



4. Азербайджан

Баку ставит на ВИЭ

Доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в общем объёме энерго мощностей в Азербайджане к 2027 году превысит 37%, заявил министр энергетики страны Пярвиз Шахбазов.

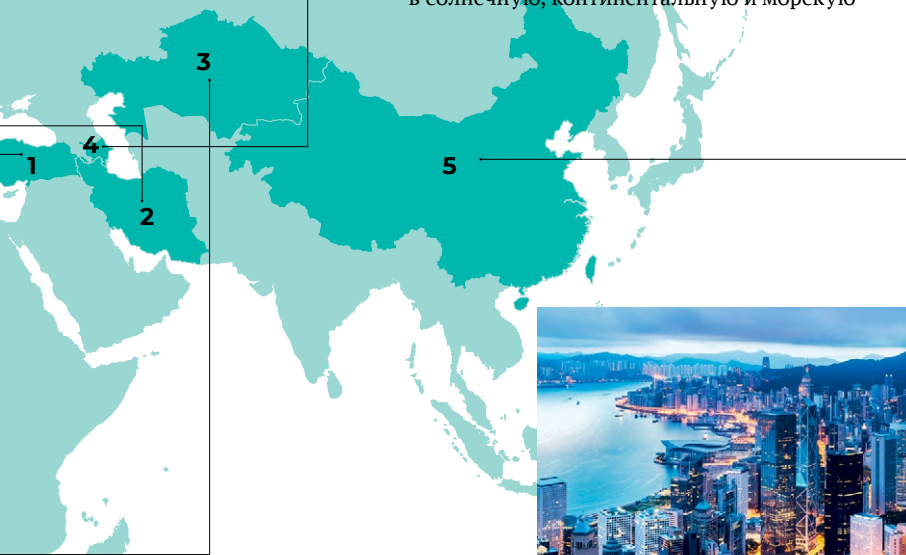
«В настоящее время мы сотрудничаем с международными энергетическими компаниями, в том числе с China Gezhouba Group Overseas Investment Company, по проектам зелёной энергии общей мощностью более чем 28 ГВт. При этом более 3 ГВт этих мощностей планируется ввести в эксплуатацию к 2027 году, в результате чего доля ВИЭ в электроэнергетических мощностях нашей страны превысит 37% (в настоящее время – 18% от проектной мощности энергосистемы. – Прим. ред.)», – цитирует министра Интерфакс.

Минэнерго Азербайджана в июне 2023 года подписало с китайской China Gezhouba Group Overseas Investment соглашение о совместной оценке возможностей инвестирования в солнечную, континентальную и морскую



ветряную энергетику, в интегрированные интеллектуальные энергетические системы. Власти Азербайджана оценивают имеющийся потенциал по ВИЭ в стране почти в 200 ГВт, из которых 157 ГВт приходится на ветряную энергию в азербайджанском секторе Каспийского моря.

Цифровой пресс-центр Росатома



5. Китай

Первый гравитационный

Компании Energy Vault, China Tianying и Atlas Renewable объявили о вводе в эксплуатацию первого гравитационного накопителя энергии (твердотельной аккумулирующей электростанции, ТАЭС) мощностью 25 МВт и емкостью 100 МВт·ч, говорится в международном обзоре CO E3C.

ТАЭС расположена в провинции Цзянсу на востоке Китая. Она представляет собой здание со специальными шахтами для хранения бетонных блоков весом 24 т каждый. В часы низкого энергоспроса блоки будут подниматься вверх за счет электродвигателя, подключённого к близлежащей ветроэлектростанции. Когда спрос на электроэнергию будет расти, блоки будут опускаться вниз под действием гравитации. В результате кинетическая энергия будет преобразовываться в электричество.

КПД системы в циклах зарядки и разрядки достигает 80%. Срок службы установлен в 50 лет. Поскольку ТАЭС размещена в непосредственной близости от существующей ВЭС и точки подключения к национальной энергосистеме, это, по мнению разработчиков, должно создать условия для участия в оказании услуг по балансированию.



и запуске пилотного проекта по его интеграции с платформой QazTech. «Данный шаг заложит основу для размещения дата-центров глобальных игроков в Казахстане», – отметили в пресс-службе.

Интересно, что привлечение новых энергоёмких потребителей происходит на фоне проблем в энергетике Казахстана. В июле крупный блэкаут произошёл на севере республики, а теперь проблемы прогнозируются на юге. Из-за аномальной жары сократилась подача воды для Жамбылской ГРЭС. В итоге она снизила выработку, что может сказаться на обеспечении потребителей в южных регионах страны, заявлял в сентябре вице-министр энергетики Жандос Нурмаганбетов.



Вторая шестилетка

текст: Александра Белкина

В сентябре «Системный оператор» провёл общественное обсуждение проекта Схемы и программы развития электроэнергетических систем (СиПР ЭЭС) России на 2024–2029 годы. Это второй документ, подготовленный по новым правилам, и первый, прошедший стандартную, а не ускоренную разработку. Ключевые аспекты проекта – в обзоре «Энергии без границ».



2,04%

составляет прогнозный среднегодовой темп роста энергопотребления, которое должно увеличиться с 1,12 трлн кВт•ч в 2023 году до 1,27 трлн кВт•ч в 2029 году

энергосистеме страны (ЕЭС) увеличится с 1,12 трлн кВт•ч в 2022 году до 1,28 трлн кВт•ч в 2029 году.

Согласно документу, в 2024–2029 годах планируется вывести из эксплуатации 5,04 ГВт мощностей, из них 1 ГВт – АЭС и 4,04 ГВт – ТЭС. Общий объём вводов должен превысить 15,7 ГВт, прирост ещё почти на 1,3 ГВт обеспечит модернизация действующих блоков. Вводы АЭС должны составить 2,7 ГВт, газовых ТЭС – 5,45 ГВт, угольных – 1,02 ГВт, ТЭС на иных видах топлива (твёрдые бытовые отходы, чёрный шёлк) – 497 МВт. Объём ввода ГЭС и ГАЭС в ближайшие шесть лет оценён «Системным оператором» в 1,1 ГВт (из них 840 МВт – это Загорская ГАЭС-2), ВИЭ – в 4,98 ГВт. Таким образом, к 2029 году суммарная установленная мощность генерации в ЕЭС России составит почти 261,3 ГВт против нынешних 247,6 ГВт. В структуре мощности незначительно снизится доля ТЭС – с 66,05% в 2022 году до 64,57% в 2029 году, также произойдёт снижение доли ГЭС (с 20,24 до 19,77%). Доля АЭС останется практически неизменной, прибавив 0,03%, а вот ВИЭ нарастят своё присутствие с 1,78 до 3,7%.

При прогнозируемых уровнях энергопотребления потребность в органическом топливе тепловых электростанций ЕЭС России возрастёт с 313,6 млн т услов-

ного топлива в 2024 году до 341,1 млн т в 2029 году. При этом удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию снизится с 309,3 г/кВт•ч в 2024 году до 307 г/кВт•ч в 2029 году. Структура используемого топлива к 2029 году останется практически без изменений: доля угля составит 23,67% при сохранении доли газа на уровне 70,93%. Доля нефтепродукта будет на уровне 0,5%, прочего топлива – 4,9%.

Потребность энергоотрасли в инвестициях в 2024–2029 годах в проекте СиПР оценена более чем в 3 трлн рублей (с НДС), из которых почти 2,5 трлн потребуется для развития генерации и 558 млрд – для развития электросетевой инфраструктуры. При этом «Системный оператор» отмечает «недостаточность выручки» госхолдинга «Россети» при существующих механизмах тарифного регулирования для реализации запланированных в СиПР проектов. «Ликвидация дефицита финансирования инвестиций возможна за счёт привлечения заёмных средств в размере 44% от необходимых инвестиций в среднем за прогнозный период и бюджетных средств в размере 5%», – говорится в документе.

Дефициты

Согласно проекту СиПР, в случае реализации планов по технологическому присоединению новых потребителей в четырёх энергорайонах страны сложится энергодефицит, который необходимо будет покрыть за счёт строительства новой генерации или электросетевой инфраструктуры. На юго-востоке Сибири (на стыке Иркутской области, Бурятии и Забайкальского края) величина прогнозируемого непокрываемого дефицита мощности оценена регулятором не менее чем в 1225 МВт, хотя первоначальные оценки составляли лишь 690 МВт.

«Анализ баланса мощности юго-восточной части объединённой энергосистемы (ОЭС) Сибири за КС (контролируемым сечением. – Прим. ред.) «Братск – Иркутск» показывает, что непокрываемый дефицит мощности составит 246–820 МВт в нормальной схеме существующей сети в период 2026–2029 годов, 13–1225 МВт в ремонтной схеме существующей сети в период 2024–2029 годов», – говорится в проекте СиПР.

Для минимизации расходов на сетевую инфраструктуру «Системный оператор» планирует строительство нескольких объектов генерации. Директор по энергетическим рынкам и внешним

В проекте СиПР «Системный оператор» учёл более 1,4 тысячи инвестпроектов с суммарным потреблением в 92,5 млрд кВт•ч, что составляет чуть меньше 10% ежегодного энергоспроса в России. В целом прогнозируется, что потребление электроэнергии увеличится с 1,12 трлн кВт•ч в 2023 году до 1,27 трлн кВт•ч в 2029 году. Среднегодовой темп прироста спроса составит 2,04%. Самый большой скачок – на 2,71% – произойдёт в 2024 году. Выработка электроэнергии в Единой



связям СО ЕЭС Андрей Катаев пояснил в интервью «Энергии без границ»: «Размещение в одной точке, например в Забайкалье, 1,2 ГВт новых мощностей повлечёт за собой необходимость слишком большого сетевого строительства, чтобы вырабатываемую здесь электроэнергию передать потребителям в Иркутске. Равно как и наоборот... Также важно, что единичная мощность новых энергоблоков не должна существенно превышать единичную мощность действующих блоков. При нормальном режиме работы энергосистемы потребители не должны заметить отключения даже самого крупного энергоблока – с учётом этого рассчитываются резервы мощности, запасы пропускной способности сети».

Постанционной росписи для юго-востока Сибири в проекте нет. Но они есть для другого энергодефицитного узла – ОЭС Востока, где нужно построить «не менее 1348 МВт и не более 1483 МВт» новой генерации. СО ЕЭС предлагает построить 453–498 МВт на территории центральной части энергосистемы Амурской области и левобережной части энергосистемы Хабаровского края; 450–495 МВт в правобережной части энергосистемы Хабаровского края и Приморского края; 220–242 МВт в южной части энергосистемы Приморского края; а также 225–247 МВт в северной части энергосистемы Хабаровского края.

Важный аспект заключается в том, что в ОЭС Востока прогнозируется дефицит как мощности, так и электроэнергии (то есть генерация нужна для покрытия стандартной нагрузки, а не только пиковой). В проекте СиПР указано, что при среднемноголетнем объёме выработки ГЭС дефицит электроэнергии к 2029 году составит 8,76 млрд кВт•ч (это эквивалентно 1348 МВт максимальной мощности ТЭС). Для покрытия части этого дефицита предправления «Системного оператора» Фёдор Опадчий предложил провести технологически нейтральный конкурс, допустив к нему в том числе ВИЭ.

«Это ещё надо пообсуждать, на правкомиссию выйти. Просто это другое. У нас все торговые процедуры не заточены (под покрытие дефицита. – *Прим. ред.*) электроэнергии. Поскольку ВИЭ производит киловатт-часы, покрыть баланс мощности они не могут. Для мощности ВИЭ надо принимать ближе к нулю, а вот с точки зрения киловатт-часов на горизонте года выработка достаточно хорошо прогнозируема. Эти киловатт-часы

Потребность энергоотрасли в инвестициях в 2024–2029 годах в проекте СиПР оценена более чем в 3 трлн рублей

можно выработать с использованием ВИЭ... Какой-то кусочек, как мы сейчас предлагаем, можно разыграть технологически нейтрально. Именно полноценно: ВИЭ, например, сравнить с тепловиками. Да, это не весь объём, но какую-то часть можно», – прокомментировал г-н Опадчий «Энергии без границ» в кулуарах конференции «Сообщества потребителей энергии».

Третий потенциально энергодефицитный район, по оценкам «Системного оператора», возникнет в юго-западной части ОЭС Юга. С учётом увеличения потребления электрической мощности прогнозируется непокрываемый дефицит мощности в нормальной и ремонтной схемах 121–595 МВт и 513–1151 МВт соответственно. Чтобы снизить дефицит, регулятор предлагает построить ВЛ 500 кВ «Тихорецк – Тамань», что снизит непокрываемый дефицит мощности в ремонтной схеме до 857 МВт в 2029 году.

Также в документе отмечается, что если в Крыму и Севастополе во время собственной максимальной нагрузки в энергосистеме при передаче мощности в Херсонскую и Запорожскую области и использовании мобильных ГТЭС отключится один из наиболее крупных энергоблоков (блок Балаклавской ТЭС мощностью 251,5 МВт), то с 2024 года в такой ситуации требуемый переток мощности будет выше максимально допустимого. Дефицит на уровне 2029 года составит 307 МВт.





В связи с этим, по мнению регулятора, в юго-западной части ОЭС Юга надо ввести 857–943 МВт новых мощностей: 307–338 МВт – в Крыму, и 550–605 МВт – «в приёмной части энергосистемы Республики Адыгея и Краснодарского края относительно КС «ОЭС – Кубань». При реализации последнего проекта необходимо будет построить ЛЭП 220 кВ «Тихорецк – Ново-Лабинская», а также реконструировать ЛЭП 220 кВ «Ново-Лабинская – Усть-Лабинск» для увеличения её пропускной способности. Возможным альтернативным решением может быть сооружение генерации в объёме не менее 857 МВт в энергосистеме Адыгеи и Краснодарского края



Донат Сорокин / ТАСС

Дефицит, который необходимо будет покрыть за счёт строительства новой генерации или электросетей, прогнозируется в четырёх энергорайонах страны

за КС «ОЭС – Кубань». В этом случае потребуется усиление пропускной способности сети между энергосистемой этих регионов и Крымом – необходимо будет построить линии от ПС 500 кВ «Тамань» до центра нагрузок в Крыму «с частично подводным исполнением через Керченский пролив, что нецелесообразно ввиду сложной технической реализации, а также высокой стоимости».

Четвёртый район прогнозного дефицита – северная часть энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов. В различных ремонтных схемах величина дефицита к 2029 году здесь составит 69,5–136,5 МВт. Покрыть его можно за счёт установки ПГУ на Уренгойской ГРЭС или реконструкции электросетевой инфраструктуры со строительством ВЛ 220 кВ «Арсенал – Исконная» ориентировочной протяжённостью 191 км. В обосновывающих материалах к проекту СиПР отмечается, что в ценах IV квартала 2023 года создание и обновление сетей будет стоить 5,2 млрд рублей без НДС, генерации – 17,91 млрд рублей, поэтому целесообразным признаётся сетевой вариант.

Турбины

В проекте СиПР на 2024–2029 годы отражена также проблемная тема эксплуатации иностранных газовых турбин. В целом по состоянию на сейчас ситуация с ними не столь критична, как опасались энергокомпании и регуляторы ещё год назад. В презентации главы «Системного оператора» Фёдора Опадчего, представленной в сентябре на ежегодной конференции «Совета рынка», говорилось, что в 2022–2023 годах разные виды техобслуживания прошли 97% газовых турбин, установленных на российских электростанциях. По данным регулятора, всего в ЕЭС России работают 203 ГТУ мощностью более 25 МВт каждая. Их суммарная мощность – 22 346 МВт. Капремонт, средний или текущий ремонт по состоянию на 1 сентября прошла 191 установка суммарной мощностью 21 786 МВт. В резерве в рамках механизма экономики ресурса ежемесячно находится только около 2% ПГУ/ГТУ.

При этом по части типов турбин вопросы сервисного обслуживания не решены. Минэнерго, «Совет производителей энергии» (СПЭ) и «Системный оператор» в последние два месяца говорили о LM-6000, LM-2500, LMS100PB (все три – GE) и SGT-700 (Siemens). Директор по работе на рынке электроэнергии «Газпром энергохолдинга» (ГЭХ)





Михаил Бульгин на конференции СПЭ в конце сентября дополнил этот список большими (270 МВт) турбинами Siemens и GE F-класса. Напомним, в ГЭХ входит «Мосэнерго», электростанции которой поставляют более 50% электроэнергии для Московского региона. В ходе программы ДПМ компания сообщила об установке турбин F-класса на ПГУ мощностью по 420 МВт каждая на ТЭЦ-16, ТЭЦ-20 и ТЭЦ-26. Кроме того, турбина F-класса работает в составе ПГУ-400 Шатурской ГРЭС «Юнипро» в Подмоскowie.

В проекте СиПР проблема в целом по стране пока не рассматривается (сами энергокомпании пока не завершили свои оценки), но дан анализ как раз по энергосистеме Москвы и области. Как указано в документе, в настоящее время в столичном регионе работают газовые турбины типа FA суммарной мощностью более 1,7 ГВт, «обслуживание которых затруднено».

«В случае невозможности продления срока эксплуатации указанных газовых турбин и последующего их вывода из эксплуатации в объединённой энергосистеме Центра и энергосистеме Москвы и Московской области возникают риски

непокрываемого дефицита мощности в ремонтных схемах электрической сети, ликвидация которых потребует ввода новых генерирующих мощностей суммарным объёмом до 1,5 ГВт», – говорится в проекте.

В нём уточняется, что закрыть дефицит можно за счёт строительства новой генерации и/или электросетевой инфраструктуры. Окончательные решения, отмечают авторы СиПР, необходимо принимать с учётом анализа возможности продления срока эксплуатации импортных газовых турбин, динамики энергопотребления в регионе и на основании технико-экономического сравнения разных вариантов с учётом технической возможности размещения новых объектов.

Очевидно, снизить имеющиеся риски позволят российские газовые турбины. Входящая в «Ростех» ОДК уже поставила свою модернизированную турбину ГТД-110М для ТЭС «Ударная». Она будет введена в эксплуатацию весной 2024 года, и генеральный директор «ОДК – Турбины большой мощности» Олег Токарев на сентябрьской конференции СПЭ выразил готовность продемонстрировать потенциальным клиентам, как турбина

Установка фазоворотных трансформаторов на Воткинской ГЭС может принести экономический эффект до 1,36 млрд рублей в год за счёт перераспределения выработки в ОЭС Сибири и Урала и западной части РФ



будет работать уже на электростанции. «Силовые машины» свою первую турбину планируют изготовить к концу этого года.

В проекте СиПР «Системный оператор» учёл восемь проектов с крупными парогазовыми установками (ПГУ). Это Артёмовская ТЭЦ-2 (две ПГУ-220), Заинская ГРЭС (850 МВт), Ивановские ПГУ (325 МВт), Каширская ГРЭС (два блока по 450 МВт), Новочеркасская ГРЭС (324 МВт), ТЭС «Ударная» (две ПГУ-225), Хабаровская ТЭЦ-4 (две ПГУ-205) и ТЭС «Чульман» (330 МВт). По всей видимости, этот список будет скорректирован. Так, проект установки ПГУ на Заинской ГРЭС, отобранный в рамках КОММод, предполагал использование турбины GE, что стало невозможно после введения санкций. По данным собеседников «Энергии без границ», компания до сих пор так и не нашла альтернативные варианты реализации, хотя старые блоки ГРЭС должны прекратить работу уже с января 2024 года.

Связать энергосистемы

Из предыдущего СиПР в новый перешли два больших электросетевых проекта,

которые должны расширить нынешние связи между крупными региональными энергосистемами.

Самый обсуждаемый из них – объединение на параллельную синхронную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока. В 2024 году в регионах Дальнего Востока начнётся постепенный переход к рыночному ценам. Позднее планируется объединить Восток и Сибирь в одну ценовую зону энергорынка. Согласно актуальным планам, в конкурентном отборе мощности в 2028 году уже будет участвовать дальневосточная генерация. Для этого на этапе 2028 года между ОЭС Сибири и Востока планируется построить линии 220 кВ «Даурия – Могоча» и «Таксимо – Чара». После 2028 года «Системный оператор» рекомендует строительство ещё трёх более мощных линий напряжением 500 кВ: «Таксимо – Чара», «Чара – Тында (Магистральная)» и «Даурия – Тында (Магистральная)».

Второй проект в большей степени обусловлен вопросами энергобезопасности. Энергосистемы Урала и Сибири во времена СССР были связаны электросетями, проходящими через Казахстан. По российской территории проходила только

линия напряжением 220 кВ, связывающая Тюменскую и Томскую энергосистемы (сейчас это транзит 220 кВ «Нижневартовская ГРЭС – ПС 220 кВ, Советско-Соснинская – ПС 220 кВ, Парабель – ПС 500 кВ Томская»). В 2015 году ФСК ввела в эксплуатацию первую линию 500 кВ между ОЭС Урала и Сибири – «Курган – Витязь – Восход», которая полностью прошла по территории РФ и фактически соединила две энергосистемы. Однако имеющихся транзитов недостаточно, и электросети, проходящие через Казахстан, по-прежнему необходимы.

По мнению авторов СиПР, для «повышения энергобезопасности РФ целесообразно усиление электрических связей между ОЭС Сибири и ОЭС Урала» за счёт строительства на территории страны линий 500 кВ «Курган – Таврическая» и «Алтай – Таврическая», а также реконструкции подстанций «Алтай» (1150 кВ) и «Таврическая» (500 кВ).

В проекте СиПР говорится, что важный для связи энергосистем проект может быть реализован на Воткинской ГЭС «РусГидро» в Пермском крае, если компания решит установить там фазоповоротные трансформаторы. Моделирование показало, что учёт этого оборудования только на этапе РСВ приводит к росту перетока из ОЭС Урала и ОЭС Сибири в западную часть ЕЭС России в размере до 521 МВт. Учёт на этапе ВСВГО и, соответственно, дополнительное включение оборудования приводят к увеличению величины выдаваемой мощности электростанций Урала и Сибири до 876 МВт.

Согласно предварительной оценке, суммарный экономический эффект от ввода фазоповоротных трансформаторов на Воткинской ГЭС будет находиться в диапазоне от 227 млн до 1,36 млрд рублей в год. Это обусловлено возможностью перераспределения выработки между электростанциями – увеличением выработки станций Сибири и Урала и разгрузкой станций ОЭС Средней Волги, Юга или Центра.

«Проект установки двух фазоповоротных трансформаторов на Воткинской ГЭС в настоящее время обсуждается «РусГидро» с другими заинтересованными сторонами. Спецификой данного проекта является выполнение им общесистемных функций с достижением положительного экономического эффекта для энергосистемы в целом. При этом необходимо одновременное выполнение ряда мероприятий на энергообъектах других собственников, а также формирование финансовой модели, обеспечивающей окупаемость инвестиций», – прокомментировали ЭБГ в «РусГидро».



Основной темой традиционной сентябрьской конференции «Совета рынка» стал вопрос о том, что делать с зонами прогнозного дефицита, которые показал проект СиПР. Участники дискуссий пытались глобально ответить на вопрос, планировать или реагировать при развитии энергосистемы, а также поделились своими взглядами на энергетику конкретных территорий.

ЭКСПЕРТЫ:

Степан Солженицын, *председатель Совета директоров Сибирской генерирующей компании*

Владимир Тупикин, *председатель Наблюдательного совета ассоциации «Сообщество потребителей энергии»*

Сергей Киров, *член правления, первый заместитель генерального директора «РусГидро»*

Михаил Андронов, *генеральный директор «Русэнергосбыта»*

Михаил Булыгин, *директор по работе на рынке электроэнергии «Газпром энергохолдинга»*

Александра Панина, *председатель Наблюдательного совета ассоциации «Совет производителей энергии»*

СИБИРЬ



Максим Григорьев / Роскомпресс

Степан Солженицын:

Я считаю, что новая система единого планирования даёт каркас, к которому можно «приклеиться», – сделать настоящий технологически нейтральный отбор. Не те попытки, которые пока были, а настоящий. Что для этого предлагается? Предлагается расширить понятие рынка и того, кто в него допускается: нужно допустить как новую генерацию, так и модернизацию старой, а также сетевые проекты, отмечающие потребность генерации. И проверить более радикальный способ: пусть действительно появится класс потребителей, которые готовы вообще отключаться. Собственно говоря, этот потребитель сам отказывается от того, чтобы ему поставляли мощность. Он должен быть абсолютно отключаемым, и не на два-три часа в году, а на столько сотен часов, сколько нужно, чтобы действительно можно было сказать, что этот потребитель не является потребителем мощности (полностью или частично).

Нам кажется, это сделать можно. Считаю, что шестилетние периоды в системе планирования дают очень хорошую возможность делать трёхлетние отборы. Это значит, что, когда есть схемы на три шестилетних периода, мы каждые три года делаем отбор на седьмой – девятый год. С одной стороны, это залповый отбор, что обостряет конкуренцию. С другой стороны, это не решение на 10 лет вперёд, потому что технологии могут меняться. Соответственно, за каждый шестилетний период СиПр пройдут два «залпа». Мы считаем, что основные проблемы и недостатки такой системой в принципе лечатся.

Хотел бы ещё сказать о Сибири. По сути, то, о чем я сказал, – это приглашение сетей к новому ресурсу. Если сетевое строительство может заменить возможность строительства генерации, то оно может и деньги получать по линии генерации. Я понимаю, что в таком случае необходимо юридическое оформление, но это вполне можно сделать. Прежде всего это нужно для юго-востока Сибири. Мне трудно себе представить, что более выгодным экономическим решением для данного региона будет гене-

рация, а не сети. Полагаю, здесь играет роль степень риска, на который готов идти «Системный оператор» для управления спросом. Я предлагаю в принципе говорить, что в нашей стране сеть должна быть достаточно сильная и что она может решать такие вопросы.

То есть ФСК должно иметь хорошо подключенные районы друг к другу, в принципе, повсюду в нашей стране. В Сибири нет дефицита мощности, если рассматривать Сибирь в целом. Дефицит мощности появляется, если Бурятию и Иркутскую область рассматривать отдельно, а они не должны рассматриваться отдельно. Мягко сказано, что так исторически сложилось, что в Иркутске дёшево. А теперь давайте заострим задачу. ФСК не пустили в Иркутск. И именно потому, что ФСК не пустили в Иркутск, недоразвита система в Иркутской области в магистральных сетях, именно поэтому в одном углу существенно дороже, пусть и не очень дорого, поскольку в Сибири вообще не очень дорогая энергия. Это одна задача. Пустите ФСК, пожалуйста, в Иркутскую область и дайте возможность построить новые линии: от Красноярска до Иркутска и так далее.

Второй момент. Мы Бурятию сделали зоной РД (регулируемых договоров, когда все потребители покупают энергию по тарифам, а не по рыночным ценам. – Прим. ред.). Таким образом, создали искусственную дешевизну, которую искусственно теперь лечим. Предложение какое? Как минимум для тех быстромобильных отраслей, которые очень хорошо реагируют на электроэнергию по одному рублю (речь о майнерах криптовалют. – Прим. ред.), рощерком пера пора сделать её по такой цене, как во всей Сибири.

Мне трудно себе представить, что более выгодным экономическим решением для Юго-Восточной Сибири будет генерация, а не сети. Степан Солженицын



Владимир Тупикин:

Идеи, которые я буду высказывать, релевантны для других областей, но на примере Восточной Сибири попытаемся развернуть этот кейс глазами потребителей. Первый вопрос. Декларируется дефицит в ремонтных схемах, он составляет 1,225 ГВт. Насколько эта угроза дефицита релевантна? Если действительно так, то давайте посмотрим, какие варианты реагирования существуют. Но прежде чем отвечать на вопрос, существует ли на самом деле дефицит, наверное, правильнее посмотреть на анализ уровня загрузки действующих ТЭЦ, особенно в маловодные годы. Насколько оптимальны в данный момент в конкретном регионе резервы генерации? Насколько вообще оптимальна ее конфигурация, а также конфигурация сетей? Возможна ли оптимизация энергорегииона за счёт прошивки сечений и прочего?

Вот у нас есть дефицит – значит, нужно построить (энергообъекты для его покрытия. – Прим. ред.). Нет дефицита – строить не надо. Предлагаем подумать: может быть, и не строить, даже если есть дефицит.

Следующее. Какой вклад в рост нагрузок вносят майнеры и насколько устойчивым будет спрос? Скорее всего, их можно было отследить по рестрикциям, которые были наложены на них в Китае и Казахстане, и по курсу доллара, потому что доходность майнера высчитывается в долларах. Как только наша национальная валюта немножко отступила, естественно, майнить на просторах Российской Федерации стало выгоднее.

Насколько исчерпан потенциал сокращения нагрузок за счёт управления спросом, повышения энергоэффективности, создания распределённой генерации? Эта тема, возможно, и не глобальна, но она тоже произрастает из сути большого запроса, как образовался дефицит.

Напомню, что даже если мы начнём строить и этот дефицит закрывать, то вот цифры из «Ламайера»: ПСУ ТЭЦ газовая нам обойдется примерно до 260 млрд рублей, ПГУ ТЭЦ – до 410 млрд рублей, АЭС – 630, ГЭС – до 1,5 трлн рублей. Готовы ли мы идти по старой схеме на эти цифры? Конечно, хотелось бы этого не делать, потому что мы не утверждаем, что все предыдущие строительства были эффективными. Мы же постинвестиционный анализ или мониторинг предыдущих проектов, то есть работу над



ошибками, так и не сделали. Наверное, нам предстоит её сделать теперь, и это будет нашей самой быстрой и эффективной реакцией.

Что делать? Перепроверить объём и структуру дефицита. Нужно определить устойчивый базовый долгосрочный спрос от майнеров. Сегодня у них один алгоритм расчётов, через утро – другой. Это пример Ethereum, когда уже не надо тратить много электроэнергии.

На схемах, представленных на конференции, регионы дефицита обозначены красными кружками. Если есть красные кружки, то где-то есть и зелёные. Почему же не перевести майнера туда, где у нас зашиито сечение, где у нас как раз находятся те самые зелёные кружки?

Вторая история. Самая дешёвая мощность – у потребителей. Я думаю, целесообразно установить приоритет менее затратных способов покрытия дефицита. Сначала – инструменты гибкости. Это управление спросом, энергоэффективность и овербукинг. Тот, кто попадает под овербукинг в авиакомпаниях, иногда получает повышение в классе обслуживания, а если даже это не происходит, то ему предоставляют в течение 40 минут напитки – горячие, потом холодные, а потом всё равно сажают в самолёт. По сути, наверное, это тоже один из способов предложения. Если я потребитель, который готов отключиться (не каждый это может) часа на три по заранее согласованным планам, то имею право платить меньше. Хотя бы потому, что вряд ли уважаемые коллеги принесут напитки и тёплую еду.

Дальше. Потребителю можно давать быстрый и мобильный ответ. Появился потребитель – дайте ему возможность построить газопоршневые установки больше, чем на 25 МВт, предоставьте ему выбор.

Потребитель может воспользоваться принципом выбора, может заключить инвестиционное соглашение. Уверен, что мы дойдём в конечном итоге до понимания того, что это один из выходов.



ПСУ ТЭЦ газовая нам обойдется примерно до 260 млрд рублей, ПГУ ТЭЦ – до 410 млрд рублей, АЭС – 630, ГЭС – до 1,5 трлн рублей



Игорь Агеенко/РИА «Новости»

ДАЛЬНИЙ ВОСТОК



Михаил Смирнов / Роскомпресс

Сергей Киров:

На Дальнем Востоке наблюдается дефицит генерирующих мощностей, вплоть до того, что с учётом борьбы с аварийностью приходится увеличивать в два раза финансирование ремонтной программы, а «Системный оператор» не даёт выводить энергоблоки в ремонт, чтобы мы успели заменить оборудование на более новое и пройти следующую зиму с меньшими рисками для снабжения потребителей.

В такой ситуации мы прекращаем философствовать о каких-то планово-предупредительных мерах и говорим только о безопасности снабжения наших потребителей. Уже начинают высказываться предположения о рисках веерных ограничений с точки зрения категоричности потребителей в сложных условиях осенне-зимнего периода.

Спасибо за включение Дальневосточной генерации в программу модернизации ТЭС. Это покрывает шесть станций на 2 ГВт, которые мы сейчас строим. Не знаю, справился бы еще кто-то со строительством шести ТЭС одновременно. Четыре из них попадают под запрет выбывающих мощностей, потому что некоторые станции работают с 1936, 1947, 1950 года, две – под увеличение нагрузки на второй эшелон развития БАМа и Транссиба, и там страшно даже подумать о третьем. К тому же продолжается рост заявок потребителей на территории Дальнего Востока.

Что делать сегодня? Нужно продолжать программу модернизации, и для этого, конечно, мы бы очень хотели попросить министерство энергетики, Совет рынка, всех потребителей,

Механизм КОМ НГО на Дальнем Востоке заранее обречён на технологические ограничения: уголь возможен, но неэффективен, а газа просто нет.

Сергей Киров

которые участвуют в голосовании, включить территорию Дальнего Востока в рыночную систему мер, принимаемых в электроэнергетике. Это помогло бы сгладить перекосы с точки зрения финансирования текущих потребностей топливообеспечения и прочего, исключить ценовые ножицы и нагрузку на соответствующие финансовые возможности наших предприятий, которые сейчас выживают только за счет донорства от материнской компании «РусГидро».

Необходимо ввести рынок, чтобы были рыночные механизмы и стимулы, проводить КОММод на Дальнем Востоке, потому что действующие объекты требуют существенной модернизации. Мы сейчас это делаем за свой счёт, просто увеличив в разы софинансирование от «РусГидро». Но это опять без всякой отдачи и возвратности, это списание в государственной компании основных вложений.

Теперь несколько слов о новой генерации с точки зрения покрытия проблемных зон. Хотелось бы, чтобы был проведён технологический нейтральный конкурс и кто-нибудь пришёл и честно разделит бы с нами ношу строительства генерации на Дальнем Востоке. Не хоте-

лось бы, чтобы «РусГидро» с перегруженной инвестиционной программой под триллион поручили строить ещё 1,5 ГВт.

При этом можно предположить, с чем столкнутся инвесторы. Во-первых, в любой точке энергодефицита крайне сложная ситуация с поставками газа. Мы понимаем, что где-то можно строить угольную генерацию, но это неэкономично, неэкологично, придётся решать проблемы с завозом угля. Поэтому необходимо более эффективно с точки зрения наиболее быстрого реагирования строить газовую генерацию.

У «Газпрома» один ответ: ни в Хабаровском крае, ни в Приморье газа нет. Пока не будет решён вопрос с газом, ни один заявитель на КОМ НГО, оценив свои риски, ничего не сможет сделать.

Сейчас это приводит к тому, что сам механизм КОМ НГО как нейтрального конкурса обречён на технологические ограничения с точки зрения выбора генерации. Уголь возможен, но неэффективен, это дорого и неэкономично, а газа просто нет. Надо сначала решать вопрос со схемой газоснабжения, а затем, при условии недискриминационного доступа к этому объёму газа, проводить конкурс по строительству генерации.

Если говорить о строительстве ГЭС на Дальнем Востоке, то ни одна ГЭС при таком подходе реагирования через экстренную потребность КОМ НГО не пройдёт. Цикл строительства более-менее крупной гидростанции составляет от десяти лет, и реагировать в таком краткосрочном периоде невозможно. Должно быть планирование на 15–20 лет с учётом реализации соответствующей государственной программы развития энергетики, развития ГЭС.

В 2015 году после паводка на Дальнем Востоке шла речь о строительстве противопаводковых станций. Решение принято не было. Сейчас мы находимся в той же точке и начинаем проектировать на свой страх и риск две противопаводковые ГЭС, не имея механизма финансирования. Необходимы как минимум долгосрочное финансирование по льготной ставке до 5%, многоуровневые льготы, гарантия строительства водохранилища за счёт государства и, возможно, система ДМП по окупаемости соответствующих объектов ГЭС. Без государственного подхода к среднесрочному и долгосрочному планированию ни о каком развитии базовой генерации, такой как АЭС, или базовой регулирующей генерации, такой как ГЭС, говорить преждевременно.



Михаил Андронов:

Глава инвесткорпорации BlackRock Ларри Финк, под управлением которого находятся активы на \$9,4 трлн, сказал: «Термин ESG стал токсичным, и нам больше не по пути». К чему я это говорю? Мы часто повторяем ошибки Запада и идём следом. А сейчас можем пойти за ошибками первой и второй ценовых зон ОРЭМ. Давайте скажем честно, что Дальний Восток не вошёл в ценовые зоны сразу, потому что он более распределённый и энергия там всегда будет дороже. Давайте не перегружать и без того сложную ситуацию. Применять те механизмы, которые есть в первой и второй ценовых зонах, целиком, как есть, нельзя. Например, ДПМ ТБО (мусоросжигающие ТЭС. – Прим. ред.). Давайте, Павел Николаевич (Сниккарс, замглавы Минэнерго. – Прим. ред.), вы нам пообещаете, что этого механизма там не будет, потому что он там точно не нужен. То же самое касается ДПМ ВИЭ 2.0, 3.0 и так далее. Ситуация понятна. Нам на Дальнем Востоке нужно развиваться, но не следует повторять ошибки молодости в неценовой зоне, которая в конце концов станет ценовой, и в этом направлении, конечно, нужно двигаться.

Нас спрашивают, что лучше – (оплачивать. – Прим. ред.) резерв или чтобы вас ограничивали. Я считаю, что приемлемо и то и другое, а выбор должен сделать потребитель. Как и во многих странах, потребитель должен иметь возможность сказать: «Я готов отключаться три раза в год на два дня, но тогда предоставьте электроэнергию со скидкой или заплатите мне за это». Значительная доля в мире приходится на так называемое аварийное управление спросом: нет необходимости иметь много станций и сетей – достаточно иметь потребителя, который готов в такой ситуации добровольно отключиться. И это касается не только крупных, но и средних, даже розничных потребителей. Спросите

→

рынок, сколько стоит надёжность и кто готов отказаться, и давайте попробуем это сделать.

Мы сегодня регулярно обсуждаем возможных «чёрных лебедей», один из которых – майнинг. Это совсем не так. Общий объём потребления у них составляет 5–7 млрд (кВт•ч. – *Прим. ред.*), то есть примерно 0,5% потребления в стране, а мы уже кричим: «Караул, грабят!». Но, честно говоря, не похоже, что грабят. Пришли люди и предлагают деньги. Как выяснилось, у нас в энергетике есть две беды: есть клиент и нет клиента. Я предлагаю пустить майнеров, добавить для них рубль в тариф сверх цен, и эти деньги пускать на инвестиционную программу. Куда именно, пусть решат «Россети» или ФСК, они найдут куда отправить – на межсистемные расшивки. Но при этом подписать ДПМ, как было сделано во время подготовки к Олимпиаде. Давайте составим контракт, в котором будет указано, что в случае необходимости ввести ограничения будут подлежать отключению не социальные объекты, не непрерывное производство, а майнеры. Честно их предупредим, подпишем контракт – и пускай работают. Сколько они заработают, мы все равно никогда не узнаем, поэтому нужно просто взять с них деньги за энергию и спокойно потратить на инвестиционные цели.

Что касается технологически нейтральных конкурсов, то я согласен с «РусГидро»: должно быть понятно, что на столе. Но это стоит делать через «Совет рынка». Например, есть столько-то газа и столько-то гидроресурсов – кто дешевле или быстрее построит, тот пускай и работает. Я долго жил в Мурманской области, где мои старые коллеги говорили, что всё, построенное здесь на основе гидроресурсов, возведено не по плану ГОЭЛРО, а по плану Витте, подписанному им. Потом Ленин просто переподписал. Насколько я помню, построено было 65-70% от того, что запланировал Витте. Там ещё есть 30% – давайте посмотрим и построим. Есть столько-то гигаватт, такие-то створы. У нас много желающих прийти на такой конкурс – «РусГидро», «Газпром энергохолдинг» со своими гидроэлектростанциями, En+ Group. Надо действовать: ГЭС – это ресурс, который есть в стране и который надо использовать. Да, он более продолжительный, но на горизонте планирования в 50 лет он, конечно, интересен для страны. Нужна лишь нормальная промышленная политика.

Нам в секторе нужны новые инвестиционные механизмы. На данный момент у нас складывается система, где каждый крупный потребитель норовит построить свою электростанцию. Это ненормально.

Нормально – это приток инвестиций (в электроэнергетику. – *Прим. ред.*), когда все будет рваться в энергосистему, а не строить своё. Пока у нас этого нет, нам нужны новые механизмы.

ЮГ



Михаил Булыгин:

Нам близки все три «дефицитных» кейса – и Дальний Восток, и Сибирь, и Юг. Все они очень похожи и связаны с планированием. У Степана (Солженицына. – *Прим. ред.*) прозвучала очень хорошая мысль о продолжительных сроках строительства АЭС и ГЭС. Но ровно та же проблема будет и по газовым мощностям. Она связана с безумным количеством решений, с которыми мы сталкиваемся. Недавно мы обсуждали подключение одной из наших станций. Станции работают 30–40 лет, строительство газопроводов – это деньги, не сравнимые даже с возведением электростанций. И они закладываются, есть система планирования, но когда мы приходим за подключением, нам говорят: «Приходите завтра», – то есть через 7–10 лет. Поэтому необходимо качественное планирование, причем планы по строительству атомных и гидростанций, а также по подключениям к газу должны предполагать более продолжительный период прогнозирования.

Вот хороший пример долгосрочного планирования: построили в своё время Николаевскую железную дорогу, сделали её чуть шире (чем тогда было нужно. – *Прим. ред.*), и мы пользуемся до сих пор. Иной раз, начиная строительство газовой или угольной электростанции, мы упускаем момент планирования, а потом вынуждены строить новые сети по 200–300 километров только для того, чтобы станция работала. Хотя если бы мы изначально шли по пути долгосрочного планирования энергосистемы, то сразу бы решили эти проблемы.

И тогда не пришлось бы строить электростанцию возле железной дороги, чтобы по этой же дороге возить уголь.

Мы оказались в ситуации, когда у нас формируется дефицит в конкретной точке. Сейчас решается вопрос технологически нейтральных конкурсов: где строить, что строить. Но дефицит энергии есть, а газа нет и не будет. Что касается вопросов сетевого строительства, то чаще всего, если речь не идёт о необходимости крупной ГРЭС, побеждает сетевой вариант. Но не учитывается следующее: мы всегда считаем только капитальные затраты на проект. Да, когда есть определённые избытки, их можно передать в другой регион. Это возможно, например, в Сибири. А на Юге? Построим новые сети, а энергию где возьмём? Поэтому в рамках оценки в будущем нужно учитывать, как это решение в долгосрочной перспективе повлияет на цены. Сеть на этапе строительства может быть чуть дешевле, но загрузится другая, более дорогая генерация, и в итоге потребители заплатят больше. Об этом, как мне кажется, мы ещё не думали, и эти проблемы предстоит решать. Так что нужно точно планировать, а не реагировать и бежать за паровозом, поскольку реагировать иногда бывает уже поздно.



Александра Панина:

Для начала про ОЭС Юга, которая выпала мне по жребии (для анализа на конференции «Совета рынка». – *Прим. ред.*).

Если бы электроэнергия была мне как экспортёру доступна, то экспортный потенциал я оцениваю примерно в 1 ГВт. Конечно, я поддерживаю планы по строительству (энергомощностей. – *Прим. ред.*) в ОЭС Юга, потому что если мы ничего не построим, то реализовывать мне будет просто нечего. Надо говорить, что всё печально не в большой картинке ОЭС Юга, а конкретно у меня проблемы возникают в юго-западной части ОЭС Юга, за сечением ОЭС – Кубань. Именно эта часть является дефицитной. Если верить

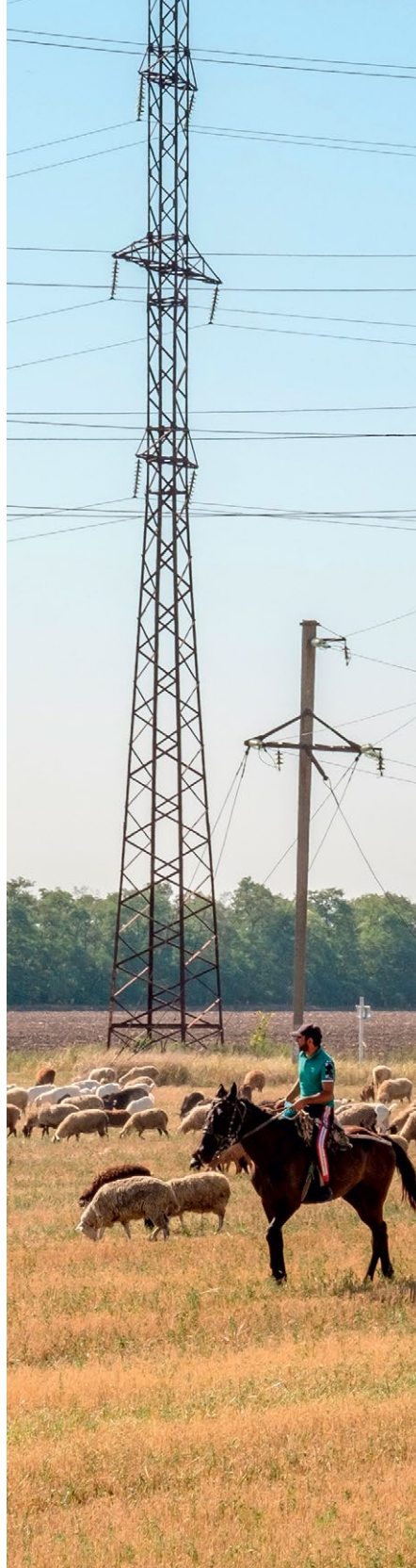
данным «Системного оператора ЕЭС», в 2024 году, когда возможные перетоки оцениваются в 3,5 ГВт, в нормальной схеме профицит составляет 50 МВт, что не так существенно для экспорта. А в ремонтной схеме дефицит составляет уже значимые величины – 500 МВт и более. Понятно, что с такими цифрами говорить о серьёзном развитии экспорта из ОЭС Юга в 2024 году не приходится. Поэтому мы и просим строить для нас генерацию, так как без этого наш (экспортный. – Прим. ред.) бизнес не сможет работать.

Если строить, то по какой цене? Цена для нас как для экспортёра – важнейший фактор и индикатор. Надо сказать, что в ОЭС Юга самая высокая цена среди регионов первой ценовой зоны – на 10–20% выше, чем одноставочная цена ОРЭМ. Кроме того, необходимо заплатить за передачу «Россетям» и оплатить транзит, если мы осуществляем поставки, к примеру, в Турцию через смежные энергосистемы. Дополнительно появятся экспортные пошлины, которые также увеличивают цену. Сейчас в части цен в евро мы чувствуем себя достаточно уверенно: цена достаточно низкая, чуть ниже только в Иране и Азербайджане, выше – в Турции, Армении, Грузии. То есть сюда мы могли бы экспортировать, но свободных мощностей нет. Надо сказать, что в национальных валютах цена в ОЭС Юга с 2021 года выросла всего на 11%. На столько же она выросла в Азербайджане, Армении и Грузии; в Иране и Турции рост оказался значительно сильнее.

При этом Турция имеет на своём рынке обратную российскую ситуацию: из-за большой доли СЭС (как крупной, так и розничной, построенной самими потребителями) днём здесь формируются околонулевые цены, а у нас – самые высокие. Это ограничивает наши возможности, дневные часы фактически выпадают из экспорта.

Для того чтобы понять, как развиваться в ОЭС Юга, давайте проанализируем соседние энергосистемы. В ближайшие годы они планируют развиваться, причём очень быстро. К 2030 году практически все энергосистемы (сопредельных стран. – Прим. ред.) фактически удваивают свою мощность. Турция и Армения будут развивать в первую очередь ВИЭ, Грузия – ТЭС и ГЭС. Та же Турция намерена ввести 86 ГВт, из которых 65 ГВт – ВИЭ. Можно сказать, что делается ставка на развитие возобновляемых источников энергии.

В этой ситуации возникает вопрос: планировать или реагировать? Я считаю, нужно делать и то, и другое, так



Eugene Nekrasov / Shutterstock.com

как оба способа важны и не исключают друг друга. Какие способы оплаты строительства новой генерации я как потребитель поддерживаю? Прежде всего, это КОММод, потому что он самый дешёвый и укладывается по цене в одноставку ОРЭМ. Второй возможный вариант – ДПМ. Самое важное в нём то, что стоимость мощности

распределяется на всех потребителей первой ценовой зоны, что даёт каждому потребителю в ОЭС Юга шанс остаться экономически обоснованным. Чем хорошо такое планирование? Очень много рычагов остаётся в руках государства – стоимость, процентные ставки и т. д. Мы тоже приходим к выводу, что нужно проводить технологически нейтральные конкурсы, на которых можно решать вопросы «Сети или генерация?», «Какой тип генерации?». Такой механизм действительно способен снизить свободную стоимость. Конечно, как у потребителя у меня есть вопросы к государству: господдержка в виде сниженных процентных ставок; контроль цен производителей энергооборудования, которые в последнее время выросли неприемлемо; контроль цен на топливо, в том числе на природный газ. Мы привыкли экономить каждый процент в ценах на электроэнергию, но цены на газ в последнее время растут достаточно быстро, поэтому нельзя сказать, что мы этого никак не чувствуем как потребители.

Мы уже реагируем, потому что нас всё время ограничивают: регулярно в дневные часы сокращаются возможные объёмы экспорта. Как ещё можно реагировать в рамках экспорта/импорта? Не все возможности использованы в части привлечения импортной энергии для покрытия потребностей российской энергосистемы. Например, мы могли бы импортировать энергию в зоны дефицита, пока там строятся станции и реализуются проекты КОММод. Но мы её не привозим, потому что у нас есть ограничения на рынке: я могу продать импортную электроэнергию только по цене РСВ, без оплаты мощности. Смежные энергосистемы по таким ценам продавать не готовы. Если снять это ограничение, то, возможно, это станет достаточно дешёвым механизмом покрытия дефицита хотя бы на какое-то время. Ещё одно ограничение – в распределённой генерации. Участники ОРЭМ обязаны продать всю энергию на рынке, потребители – там же купить. Если это ограничение, которое мы считаем излишним, снять, то мы сможем приводить импортную энергию для конкретного потребителя или сами сможем построить распределённую генерацию. При этом я как потребитель против договоров take-or-pay, которые активно продвигает государство, потому что сейчас в жизни всё очень быстро меняется, и потребитель зачастую не виноват, что ситуация изменилась.



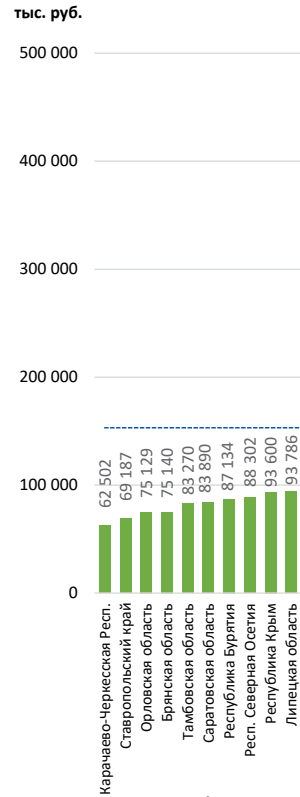
В Москве – дороже, в Нальчике – дешевле

текст: Юрий Юдин

Стоимость подключения к электросетям остаётся одной из острых тем уже второй год подряд. С момента сокращения механизма льготного техприсоединения (ТП) стоимость процедуры в среднем по стране выросла в 136 раз – с 550 рублей за 15 кВт до почти 75 тыс. рублей. Однако средняя стоимость ТП к пяти видам ресурсов увеличилась не так значительно, выяснили эксперты НИУ «Высшая школа экономики», подготовившие рэнкинг субъектов РФ по стоимости подключения к сетям инженерно-технического обеспечения.

6 азой рэнкинга ВШЭ стали данные о стоимости подключения пяти видов ресурсов (электроэнергии, водоснабжения и водоотведения, тепла и газа) в 85 регионах России; суммарно были проанализованы 52 ставки на подключение к сетям

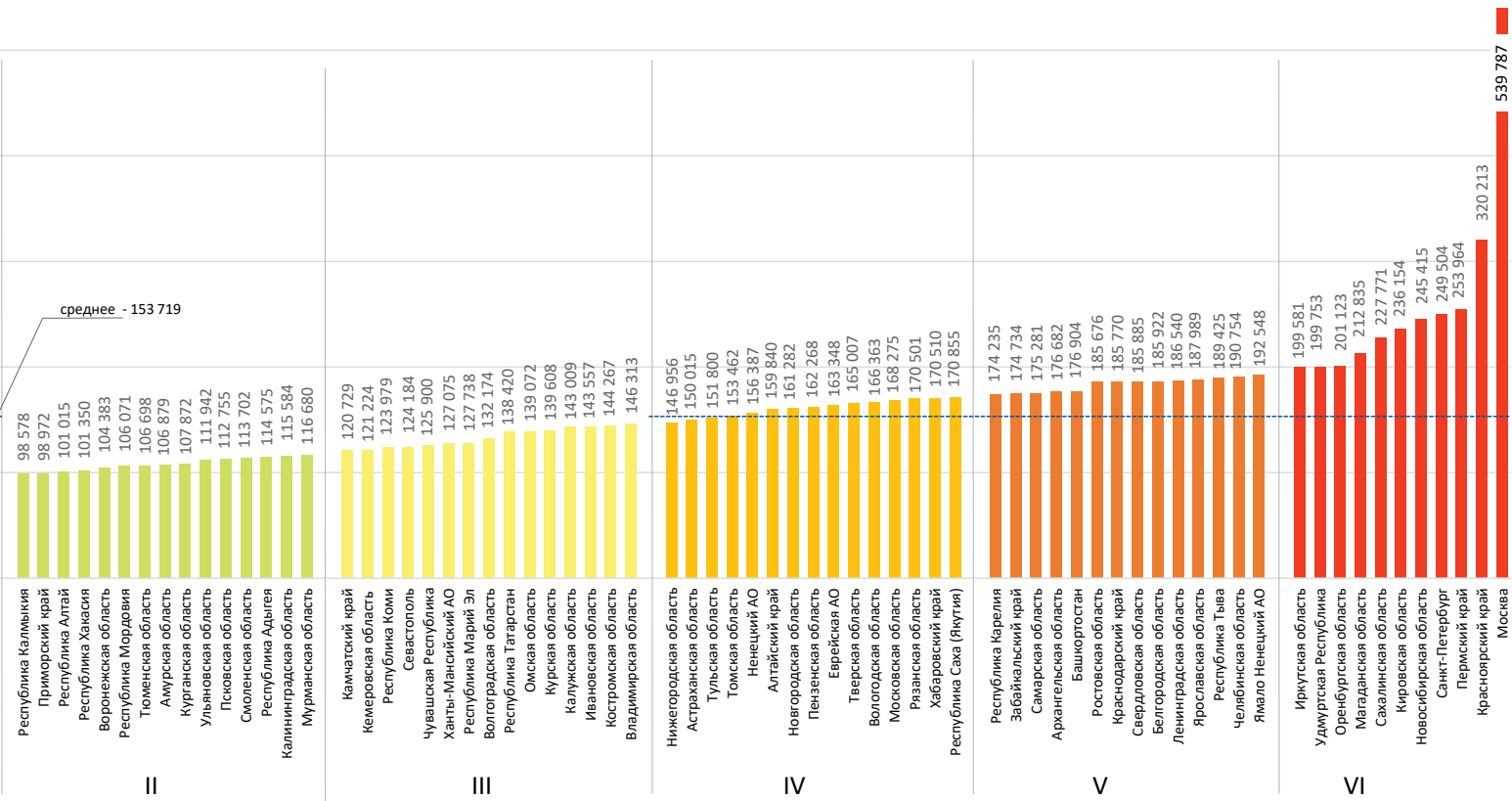
за каждый год в 2021–2023 годах. Для анализа стоимости ТП к электросетям были проанализированы 20 стандартизированных тарифных ставок в каждом из субъектов Федерации, в теплоснабжении – 13, в газоснабжении – девять, в водоснабжении и водоотведении – по пять.



Средняя суммарная стоимость подключения шести типов объектов ко всем видам ресурсов, млн рублей



РЭНКИНГ СУБЪЕКТОВ РФ ПО СТОИМОСТИ ПОДКЛЮЧЕНИЯ РЕСУРСОВ в 2023 году



Эксперты оценивали стоимость подключения к инженерным сетям в каждом из регионов для шести типовых объектов со своими техусловиями: коттеджа (нужна линия 700 м, ТП без льгот), многоквартирного дома (МКД), школы, кафе (без льгот), производственного здания и садоводческого некоммерческого товарищества (СНТ). Для негазифицированных регионов использовался электрический эквивалент. Ранжирование регионов в списке осуществлялось в зависимости от суммарной стоимости подключения к пяти ресурсам шести типов объектов.

Средняя суммарная стоимость подключения шести типов объектов ко всем видам ресурсов, составлявшая в 2021 году 122,6 млн рублей, в прошлом году увеличилась до 135,3 млн рублей (+10,3%), а по итогам первого полугодия 2023 года составила 153,7 млн рублей (+25% к уровню 2021 года), ниже этой планки стоимость ТП сейчас в 44 регионах.

Первое место в рэнкинге и звание региона с минимальными ставками на подключение к инженерным сетям (62,5 млн рублей) досталось Карачаево-Черкессии, где ставки на ТП не пересматривались

с 2018–2019 годов. При этом в целом на Северном Кавказе сложилась уникальная ситуация, отмечают эксперты: в сводный рейтинг не вошли Дагестан, Кабардино-Балкария, Чечня и Ингушетия (а также один Дальневосточный регион – Чукотка). Замыкает рэнкинг из 80 субъектов Красноярский край и Москва, где стоимость подключения шести объектов к сетям в 2023 году оценивается в 320,2 млн и почти 540 млн рублей соответственно. Таким образом, так называемая тарифная дискриминация между регионами составляет 8,6 раза. Наибольшая концентрация регионов с минимальными расценками фиксируется на юге России и в Черноземье. Максимальные ставки более характерны для столичных регионов (Москва и Санкт-Петербург), Поволжья, Урала, Сибири (Новосибирск, Красноярск, Иркутск) и отдельных точек на юге (Ростов-на-Дону, Краснодар).

Как отметил директор центра Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ Артём Коваль, наиболее равномерная, как по размерам ставок, так и по их динамике, ситуация сложилась в сегменте газоснабжения, где основным игроком в большинстве регионов являются

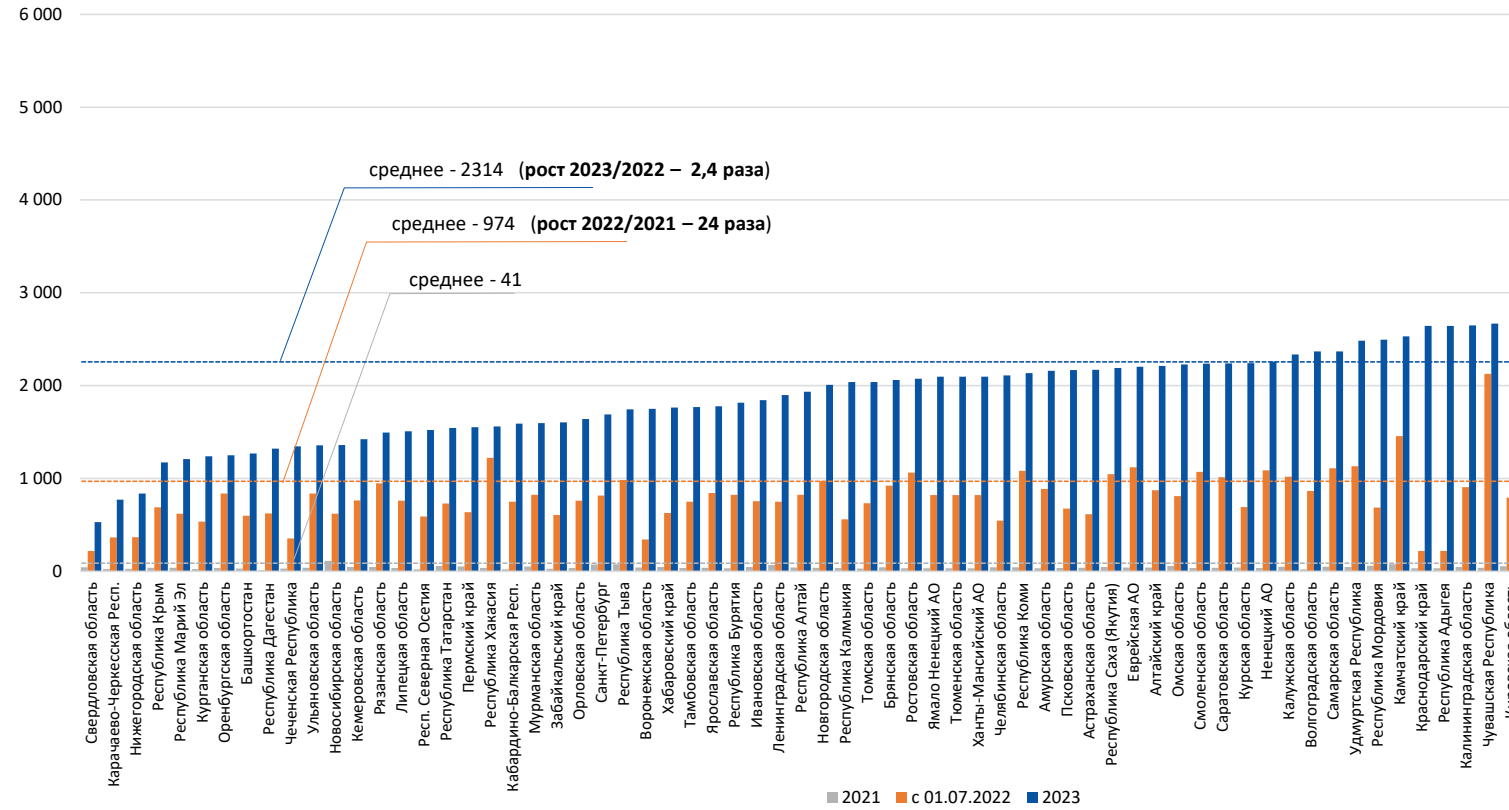
дочерние структуры ключевого игрока – «Газпрома».

Отличительной особенностью теплоснабжения является отсутствие утверждённых стандартизированных ставок во многих регионах: в 2023 году таковых оказалось 29 (против 16 в 2021 году). Для подключения каждого нового абонента на этих территориях приходится проводить расчёты и утверждать проекты, что увеличивает как минимум сроки подключения. Как при этом строятся взаимоотношения РСО и потребителей в этих регионах – вопрос отдельного осмысления, отметил на презентации рэнкинга директор Института экономики и регулирования инфраструктурных отраслей НИУ ВШЭ Илья Долматов. Недостаточность стандартизированных ставок, преодолённая в электросетях, ухудшает прозрачность в секторе водоснабжения: здесь потребители также зачастую вынуждены идти по пути индивидуальных проектов.

Плата за техприсоединение к электрическим сетям регулируется уже 20 лет, впервые регулирование было введено в 2003 году. В электросетях есть множество ставок на подключение, просто посмотрев на которые мало что будет понятно, пояснил Илья Долматов. Перед экспертами

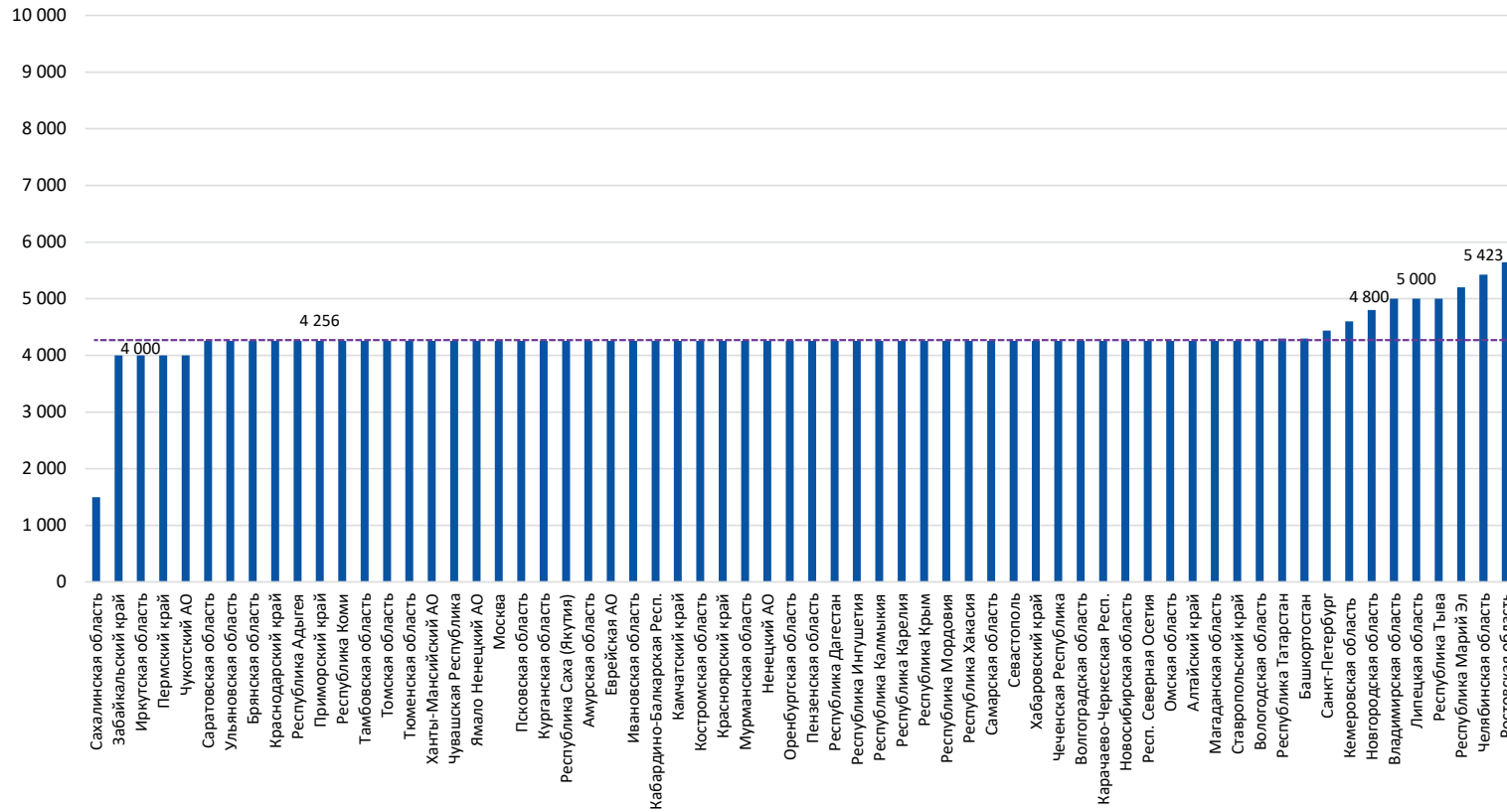
СТОИМОСТЬ ПОДКЛЮЧЕНИЯ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ (Льготное ТП до 150 кВт) Коттеджа

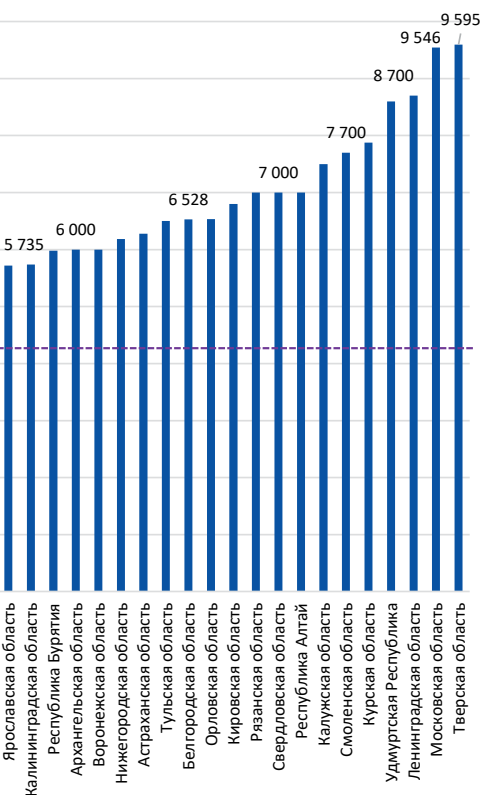
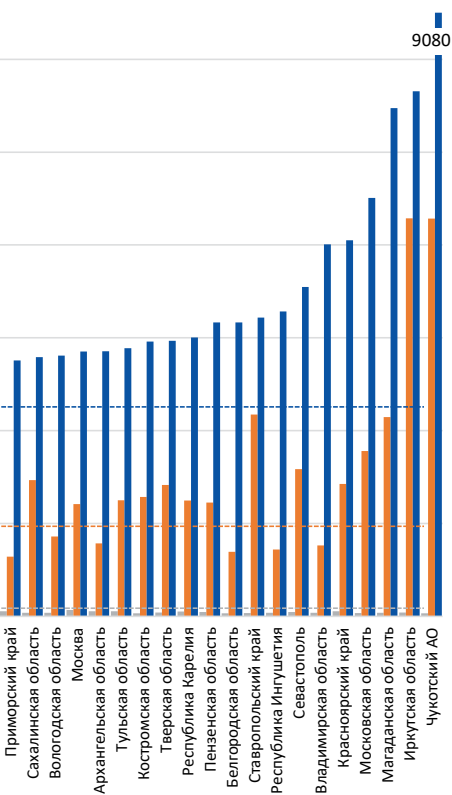
тыс. руб.



Льготные ставки для населения до 15 кВт к электрическим сетям с 1 июля 2023 года

руб. за 1 кВт с НДС





Плата за ТП – важный, но не единственный индикатор доступности инфраструктуры

ВШЭ стояла задача сделать эти данные аналитически доступными широкому кругу лиц и понять региональные различия. Перечень стандартизированных ставок на подключение к электросетям, которые можно применять, превышает 2 тыс., только их перечисление занимает 200 страниц, отметил г-н Долматов.

«Нас удивил алтайский регулятор, который принял документ, описывающий только 50 стандартных ставок, – это заняло более тысячи страниц», – привёл он конкретный пример.

При подготовке рейтинга эксперты оценили рост стоимости ТП после отмены

льгот для мелких потребителей, прежде всего населения. В 2021 году подключение коттеджа (льготное ТП до 150 кВт) в среднем по стране обходилось в 41 тыс. рублей. После отмены значительной части льгот в 2022 году ставки выросли в 24 раза, до 974 тыс. рублей; в этом году (после перевода заказчиков на 100-процентную оплату сетевого строительства) они увеличились ещё в 2,4 раза, до 2,314 млн рублей. Сейчас дешевле всего подключить индивидуальный дом в Свердловской области (около 0,5 млн рублей), полная текущая ставка на Чукотке при тех же техусловиях превышает 9 млн рублей.

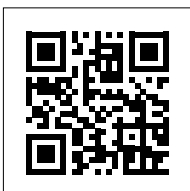
Льготный режим сохраняется лишь для ограниченного круга лиц (200–300 м от ЛЭП, только третья категория надёжности). Для большинства бытовых потребителей с июля 2022 года была установлена ставка 3 тыс. рублей за подключение 1 кВт мощности. Если раньше льготники могли подключить до 15 кВт за 550 рублей, то в прошлом году ценник вырос до 49,5 тыс. рублей в среднем по стране. Меньше порога осталась ставка на Сахалине (1 тыс. рублей за 1 кВт), более 70 регионов последовали минимальной федеральной рекомендации, определив цену в 3 тыс. рублей за 1 кВт. Ростовская, Челябинская и Астраханская области в прошлом году утвердили ставку на уровне выше 5 тыс. рублей за 1 кВт, в Московской, Ленинградской и Тверской областях приблизились к верхнему порогу (10 тыс. за 1 кВт), определив ставку на уровне 8,35 тыс., 8,7 тыс. и 9,02 тыс. рублей соответственно. С 1 июля 2023 года минимальная ставка была увеличена до 4 тыс. рублей (4256 рублей с учётом индексации) за 1 кВт, выше этого уровня ставки оказались уже в 30 регионах: тройка лидеров по стоимости ТП не изменилась (8,7–9,6 тыс. рублей за 1 кВт). Средняя стоимость ТП 15 кВт с 1 января 2023 года выросла до 68 тыс. рублей, с 1 июля – до 74,9 тыс. рублей. В этом году количество регионов, по которым увеличенная льготная плата компенсирует стоимость организационно-технических мероприятий и установки приборов учёта, увеличилось с 46 до 62 из 85 регионов.

Плата за ТП – важный, но не единственный индикатор доступности инфраструктуры, отметил Илья Долматов. Первые места в списке не всегда означают применение лучших практик, заниженные ставки и тарифы могут вести к недофинансированию инфраструктуры и её деградации, проведённое исследование – одна из баз для анализа региональных различий ситуации и ситуации в секторе в целом. Полученные данные о стоимости ТП необходимо увязывать с вопросами доступности инфраструктуры и сроками подключения, указывают эксперты ВШЭ.



Сергей Колодей: «Мы знаем потребности отрасли на три-пять лет вперед»

В состав Группы «Интер РАО» в 2021 году вошла «СИГМА» – лидер российской ИТ-отрасли в сегменте решений для энергетики. О стратегии компании, её проектах, команде и роли ИТ в современной энергетике рассказал генеральный директор «СИГМЫ» Сергей Колодей.

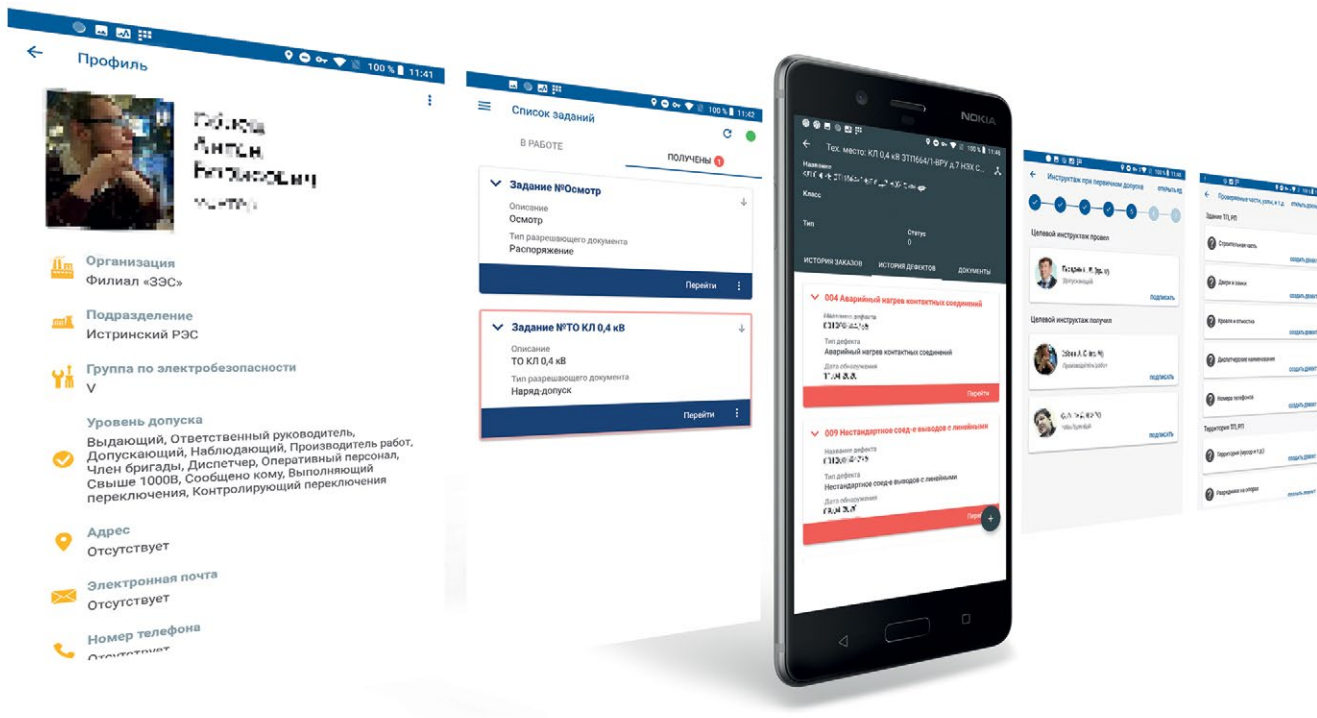


Интервью
на сайте Peretok.ru



– У нас прекрасный повод для интервью: ваша победа в рейтинге GlobalCIO «Топ-100 ИТ-лидеров». Вы возглавляете одну из крупнейших ИТ-компаний РФ, вся история которой связана с энергетикой. А как начиналась ваша карьера в ИТ, почему вы выбрали именно эту сферу деятельности?

– На третьем курсе вуза я собрал свой первый компьютер – это был IBM PC XT 286. За ним последовал 386, 486... в общем, меня это очень увлекло: уже тогда было очевидно, что всё связанное с компьютерными технологиями будет развиваться динамично. Я выбрал эту сферу и не про-



гадал: по темпам развития ИТ-сектор уже много лет является лидером и не собирается сбавлять обороты.

А два года спустя, уже на пятом курсе, написал программу для автоматизации расчётов с потребителями для региональной энергосбытовой компании – «Дальэнергосбыта». Так состоялось первое знакомство с ИТ в энергетике, и оно тоже оказалось для меня очень важным.

Что касается рейтинга GlobalCIO – горжусь первым местом в категории «Лидер ИТ-компаний», которое разделил с коллегой из Сбертеха Максимом Тягушевым. В этом рейтинге победителей определяет не специально назначенное жюри, а всё сообщество ИТ-директоров России. Очень рад, что наша работа по развитию российский отрасли высоких технологий получила высокую оценку ИТ-профессионалов.

– Какой проект, которым вы занимались лично, стал для вас самым важным и знаковым? Почему?

– Пожалуй, это внедрение автоматизированной системы управления сетью автозаправочных станций в шести европейских странах. Её приобрела крупная российская нефтяная компания, и было необходимо в сжатые сроки перейти от шести разрозненных учётных систем к единой централизованной системе. Сложностей хватало: большой объём интеграций, разное качество и полнота данных, серьёзные отличия бухучёта зарубежных стран и России. Несмотря на это, проект был успешно реализован за восемь месяцев и позволил заказчи-

Ставка на собственную разработку, сделанная «СИГМОЙ» много лет назад, оправдала себя: когда перед нашими заказчиками встали задачи импортозамещения, мы смогли предложить им уже готовые решения, имеющие опыт внедрения

ку органично встроить эти новые активы в свой бизнес.

Отмечу, что мы не только выполнили этот проект быстро и качественно, но и сэкономили заказчику немалую сумму. Работа с нашей российско-интернациональной командой обошлась заказчику в 10 раз

дешевле, чем сотрудничество с известной зарубежной консалтинговой компанией. Для меня этот проект важен как пример синергии знаний, азарта от нетривиальных задач и сплочённой командной работы.

– Вы пришли в «СИГМУ», уже имея значительный руководящий опыт как в российских, так и в зарубежных компаниях. В чём был главный вызов для вас?

– Создать компанию, в которой хотелось бы работать всем ведущим ИТ-специалистам России и мира. С масштабными проектами, комфортными условиями для развития компетенций и генерации крутых идей в любых отраслях – не только в энергетике. Можно сказать, что это «русский Google», но не хотелось бы прямых сравнений. «СИГМА» – уникальная компания: с 2005 года мы разрабатываем ИТ-решения для одной отрасли, но это такой опыт, который позволяет выходить с ними на другие отраслевые рынки. Там высокая конкуренция и уже сложилась структура игроков. Отвоевать у них долю можно, но для этого нужны прорывные идеи и ресурсы – в первую очередь профессионалы, которые создают инновации, а ещё – скорость, нестандартное мышление и целеустремлённость.

Я уверен, что в долгосрочной перспективе самым значимым конкурентным преимуществом, серьёзной экспертизой и современными решениями будут обладать именно такие компании. Они будут притягивать талантливых людей, сформируют «конвейер инноваций» от идеи до



продукта и обеспечат себе наиболее интересные и масштабные задачи от заказчиков. Стратегия и ценности «СИГМЫ» ориентированы на развитие компании в этом направлении.

– «СИГМА» – одна из немногих крупных ИТ-компаний, которая специализируется на цифровизации одной отрасли. Как это влияет на стратегию?

– Наша стратегия базируется на миссии «СИГМЫ»: «Создавая ИТ-решения для энергетики, повышать качество жизни каждого человека и эффективность организаций, поддерживать экономический рост России». Энергетика занимает особое место в экономике – от её состояния зависит работа промышленности и социальной сферы, комфорт и безопасность людей. С этой отраслью работать очень интересно, так как постоянно растёт потребность в новых технологиях.

Как российские, так и зарубежные эксперты в числе главных долгосрочных трендов называют цифровизацию отрасли, расширение возможностей применения искусственного интеллекта, рост киберугроз и экологических рисков, а также необходимость развития клиентоориентированных подходов в работе с потребителями. Всё это невозможно без современных ИТ-решений. Мы в «СИГМЕ» следим за трендами и знаем, что будет востребовано в отрасли не только сейчас, но и через три-пять лет и далее.

Что касается электроэнергетики, для которой создано большинство решений «СИГМЫ», – её значимость будет возрастать в связи с серьёзными изменениями на мировом энергетическом рынке. В «Прогнозе научно-технологического развития отраслей топливно-энергетического комплекса России на период до 2035 года», опубликованном Минэнерго, это связывается с изменением приоритетов энергетической безопасности. Для повышения надёжности электроэнергетических систем потребуются инвестиции в крупномасштабные интеллектуальные электрические сети, развитие распределённой интеграции, проактивный контроль оборудования и точное прогнозирование потребления, а также защиту всех сегментов электроэнергетики – генерации, распределения и сбыта – от кибератак. Нужны технологии и решения, позволяющие оптимизировать затраты на электроснабжение, повысить эффективность использования сетевой инфраструктуры, точно планировать потребности производства.

Именно в этих направлениях развивается линейка ИТ-решений «СИГМЫ». Сейчас в ней более 20 решений, и это

самый крупный портфель ИТ-разработок для электроэнергетики в РФ. В их число входят решения для мониторинга производственного оборудования и мобильных бригад, управления энергетическими сетями, биллинга и взаимодействия с пользователями, а также серьёзные наработки в области создания отечественной ERP-системы.

Подчеркну, что это российские разработки – в Реестр отечественного ПО уже входит более половины наших решений. Ставка на собственную разработку, сделанная «СИГМОЙ» много лет назад, оправдала себя: когда перед нашими заказчиками встали задачи импортозамещения, мы смогли предложить им уже готовые решения, имеющие опыт внедрения и потенциал для тиражирования. Пример – решение «СИГМЫ» «Мобильный обходчик» для мониторинга работы оборудования электростанций, которое сегодня используется на всех 22 электростанциях «Интер РАО». Сейчас мы видим интерес к этому решению как со стороны энергетиков из дружественных стран, так и из смежных отраслей, например, транспорта.

– Какова сегодня стратегия «СИГМЫ», что в приоритете?

– Укрепление лидерства на отечественном ИТ-рынке. «СИГМА» уже занимает первое место в рейтинге «Крупнейшие поставщики ИТ-решений для ТЭК», входит в топ-50 крупнейших ИТ-компаний РФ. Мы ведём много масштабных и ответственных проектов для Группы «Интер РАО». При этом в финансовом выражении они составляют только 50% нашей выручки. Остальное приходится на другие крупные компании энергетического сектора, а также на новые перспективные направления, например, сферу ЖКХ.

Все эти направления взаимосвязаны. Для создания качественных решений необходимы ориентиры – отраслевые стандарты, лучшие практики, которые можно тиражировать. Эту задачу мы решаем, активно участвуя в работе двух отраслевых центров компетенций (ИЦК): «Электроэнергетика» и «Строительство». В общей сложности там представлено семь решений «СИГМЫ». Об актуальности появления ИЦК может говорить такой факт: в 2022 году, когда они были созданы, уровень потребности российских предприятий в отечественном ПО был удовлетворён лишь на 21%. Задача ИЦК – сформировать экосистему заказчиков и разработчиков, способных создавать качественные цифровые продукты, не уступающие по функционально-техническим характеристикам зарубежным аналогам, и создать банк

Наша цель – сформировать универсальное и наиболее полное предложение для электроэнергетики, которое позволит обеспечивать её стабильную работу и развитие на базе надёжных российских ИТ-решений

лучших практик для каждой отрасли. Для «СИГМЫ» участие в ИЦК – возможность предложить наши решения в качестве основы для отраслевых ИТ-стандартов.

– У «СИГМЫ» более 20 собственных ИТ-решений для электроэнергетики. Как они создаются и развиваются?

– Это командная работа, которая идёт и внутри компании, и совместно с заказчиком. В 2022–2023 году линейка наших решений пополнилась новыми разработками в области управления сетями, электрозаправочными станциями, ведётся работа над новым импортозамещенным решением для биллинга. Наша цель – сформировать универсальное и наиболее полное предло-



жение для электроэнергетики, которое позволит обеспечивать её стабильную работу и развитие на базе надёжных российских ИТ-решений. Цель определяет структуру: в «СИГМЕ» 16 производственных департаментов, каждый из которых отвечает за определённые направления.

– Какие новые решения появились в портфеле компании за последние два года?

– Из новых для нас направлений в сфере энергетики можно отметить управление электрозаправочными станциями (ЭЗС). Электромобильный транспорт в России активно развивается, в том числе при поддержке государства. По официальным оценкам, в 2022 году в России было произведено около двух тысяч электромобилей, а использовалось порядка 24,5 тысячи. В 2023 году планируется выпустить уже 18 тысяч, а в 2024-м – удвоить этот объём. И это не считая импорта. Но для того чтобы электромобили заняли достойное место на наших дорогах, нужно создать удобную и доступную инфраструктуру, в том числе – с точки зрения ИТ.

Мы разработали комплексное решение «СИГМА.ЭЗС», в которое входит портал оператора и мобильное приложение для клиента. Через мобильное приложение водитель может заранее найти удобную станцию и забронировать слот для зарядки, оплатить услугу. А оператор – управлять работой станции, получать широкий спектр аналитики и на её основе выстраивать развитие своего бизнеса и маркетинговые коммуникации с клиентами. Сейчас в России около 7,5 тысячи зарядных станций, которыми управляют 35 компаний-операторов. К 2024 году количество ЭЗС должно увеличиться ещё на 3 тысячи. Это новый, активно растущий рынок, который интересен с точки зрения развития и электроэнергетики, и ИТ.

В сфере ЖКХ наша компания участвует в разработке мобильного приложения «Госуслуги.Дом» – до конца 2023 года оно должно стать доступным пользователям во всех регионах России. Кроме того, с одним из партнёров мы ведём масштабный проект по разработке и внедрению единой системы управления отходами – он позволит избавиться территорию нашей страны от стихийных мусорных свалок.

– «СИГМА» работает с крупнейшими энергетическими холдингами. Какие задачи сейчас для них приоритетны?

– Безусловно, это технологический суверенитет и обеспечение информационной безопасности.



– Если говорить о технологическом суверенитете, то реально ли заменить 100% иностранного ПО на отечественное? Нужно ли вообще ставить такую цель? Не ограничивает ли это развитие технологий и ИТ-рынка в целом?

– Ставить такую цель нужно. Но я бы не приравнивал понятия технологического суверенитета и полного перехода на российские решения. Суверенитет не означает потребление только своего: в первую очередь это самостоятельность принятия решений. В любой сфере ограничение доступа к привычному стимулирует развитие нового, иначе наступает регресс. Сейчас российская ИТ-отрасль находится как раз в том положении, когда привычное стало практически недоступным. Можно пытаться какими-то окольными путями продолжить получать это привычное. А можно – и это более продуктивный подход – начать создавать своё. При этом подходе есть потенциал создать конкурентоспособное решение и внести вклад в развитие ИТ-отрасли, сказать в ней своё слово и завоевать свою долю рынка.

Можно вспомнить опыт Ирана – страны, которая живёт в условиях санкций уже 70 лет. Потеряв возможность использовать зарубежные технологии, ИТ-компании Ирана поставили своей целью удовлетворить внутренний спрос на ИТ-решения своими силами. И им это удалось, причём в последние 10 лет ИТ-рынок страны растёт на 10–15% ежегодно.

Выше мы уже говорили об ИЦК как инструменте стимулирования ИТ-отрасли со стороны государства – прошёл год с начала их работы, можно подвести первые итоги. На мой взгляд, формат рабочий, но важно не ограничиться сбором отчётов. Нужен настоящий системный маркетинг и продвижение этих решений, в том числе на зарубежных рынках.

– В 2022 году «СИГМА» анонсировала создание собственной ERP-системы. Какого подхода вы придерживаетесь в разработке? Речь идёт о создании с нуля или о доработке существующих решений на базе, например, 1С? Анализировали ли вы аналогичные решения, разработанные в дружественных РФ странах?

– ERP-система – признак крупного, зрелого бизнеса, со сложными бизнес-процессами, большим объёмом данных и серьёзными рисками в случае, если что-то пойдёт не так. Также мы понимаем, что в различные зарубежные ERP-решения заказчики инвестировали очень большие средства в течение многих лет. Их переход на другие решения будет сложен по



ряду причин, в том числе в связи с тем, что к работе в новой системе нужно будет подготовить большое количество пользователей. Поэтому при разработке нашей системы мы стремились максимально сохранить привычную пользователям бизнес-логику и даже, в ряде случаев, вид интерфейса. Это позволит заказчику провести переход с меньшими затратами и рисками.

В качестве ориентира мы взяли решение SAP – признанного мирового лидера, с которым в России работали многие крупные компании. Это дало нам возможность ориентироваться на широкий спектр лучших отраслевых практик, которые немецкий вендор накапливал на проектах с ведущими компаниями во всем мире.

В создании системы участвуют эксперты двух наших крупнейших департаментов – SAP и 1С, что даёт нам возможность совместить и преимущества решений двух этих

В сфере ЖКХ наша компания участвует в разработке мобильного приложения «Госуслуги.Дом» – до конца 2023 года оно должно стать доступным пользователям во всех регионах России



вендоров, и нашу собственную экспертизу. Безусловно, мы изучили и изучаем аналогичные решения из разных стран.

Сложность задачи и одновременно стимул хорошо её решить заключаются в том, что мы вступаем в конкуренцию с компаниями, которые занимались тематикой ERP много лет, имеют наработанные методологии, проектный опыт и ресурсы. Тем не менее за год с момента старта проекта мы сформировали бизнес-логику системы и ряд архитектурных модулей согласно намеченному плану.

– Под вашим руководством команда «СИГМЫ» выросла более чем в 10 раз: сейчас в компании около 2000 сотрудников. Какая она – команда, которой вы руководите?

– Прежде всего это команда с уникальными компетенциями: в силу 18 лет опыта работы с электроэнергетикой так, как мы,

эту сферу не знает никто. Также это команда, которая рядом с заказчиком в любом регионе России. За эти годы мы выстроили федеральную структуру присутствия. Это и офисы (их у нас 12 в разных городах), и удалённые сотрудники по всей России – от Калининграда до Петропавловска-Камчатского. Такой подход даёт нам возможность обеспечивать постоянную и полную техническую поддержку решений заказчика, быть с ним рядом в любом регионе. А ещё это очень разносторонняя команда, которая продолжает активно расти. Пользуясь случаем, хочу поблагодарить коллег за профессионализм, энергию и инициативу, которые помогают нам делать уникальные и масштабные проекты.

– Как боретесь с дефицитом айтишников?

– Помимо стандартных способов поиска кандидатов на открытые вакансии и выращивания специалистов внутри компании, стараемся решать проблему глобально: привлекать в ИТ-сферу новые таланты, передавая знания молодому поколению.

Мода на ИТ, как ни парадоксально, имеет и тёмные стороны. Первая – на ИТ-специальности идут без чёткой профориентации. Вторая – в ИТ-сферу не идут из-за стереотипов типа «гуманитариям там делать нечего». Тут есть много возможностей. Мы работаем с вузами – открываем лаборатории, читаем лекции, берём студентов на стажировки и практики. В этом учебном году начали пилотные проекты со школами. Со школьниками изучаем разработку мобильных приложений, основы информационной безопасности, видим интерес к теме передачи данных. Некоторые наши коллеги начали преподавать ИТ-дисциплины по собственной инициативе, сотрудничая с различными школами программирования. В одной из таких школ сейчас стартует волонёрский проект по бесплатному обучению ребят из семей со сложной финансовой ситуацией, в котором наши коллеги будут участвовать как преподаватели.

Много времени уделяем развитию нашей корпоративной культуры, хотим сделать её более открытой и гибкой. В «СИГМЕ» появилось много новых традиций и практик – от общих онлайн-встреч с руководством до собственного рок-фестиваля и спортивного марафона «СИГМА.Движ».

В начале этого года мы всей командой сформулировали ценности компании: что нас объединяет, что важно для нас и тех, кто приходит в «СИГМУ» на работу или стажировку. Таких ценностей пять. Лидерство – благодаря ему мы создаём новый опыт для энергетики, ключевой отрасли

в любой экономике. Команда – вместе мы сможем решить задачу любого масштаба. Ответственность – мы всегда помним, что часть нашей работы есть в жизни каждого человека. Энергия – чтобы быть инициаторами и лидерами позитивных изменений. Профессионализм – мы ценим знания, стремление развиваться и создавать новое. Это наши главные ориентиры.

– Какие три фактора, важных для молодых ИТ-специалистов, есть в «СИГМЕ»?

– Как раз недавно проводили об этом интервью с молодыми специалистами направления 1С – многие из них пришли к нам стажёрами. Для них оказались важными как раз три вещи. Возможность расти в любых направлениях: горизонтально – менять специализацию внутри ИТ, или вертикально – развивать менеджерские компетенции. Масштабные, значимые проекты. Сильная команда, в которой умеют ценить хорошую работу и помогать профессионально развиваться.

– У вас очень энергичные хобби: хоккей, мотоцикл. Почему вы выбрали эти виды спорта? Какие эмоции они вам дарят?

– Хоккей – возможность очень быстро переключиться и отдохнуть от рабочих задач. А мотоцикл для меня – не спорт, а удобная возможность справиться с московскими пробками.

– Есть ли компания (не обязательно из ИТ-сферы), принципы и культура которой являются для вас примером?

– Я – фанат японских производственных компаний и их культуры производства. Они долго, скрупулёзно, в условиях ограниченности ресурсов выбирают и развивают лучшие технологии и материалы, умножая это на очень развитое чувство личной ответственности за результат.

– Какие ИТ-решения и разработки восхищают вас сейчас? За какими технологиями и решениями будущее?

– Искусственный интеллект и передача данных. Меня весьма впечатлил тезис Татьяны Черниговской о том, что мозгу для работы нужно очень мало энергии, но чтобы искусственный интеллект мог её воспроизвести, потребуется энергоснабжение целого города. Очевидно, что человеческий мозг, несмотря на активное его изучение, всё ещё остаётся для нас загадкой. И хотя технологии развиваются всё быстрее, мы только приближаемся к уровню его эффективности. А значит, в ИТ будет ещё больше интересной работы и инновационных решений.



Суверенная ветроустановка

текст: Анна Соколова

Одно из направлений импортозамещения в российской электроэнергетике, для которого планируется заключить профильный СПИК, – это комплексная разработка ветроэнергоустановки (ВЭУ). Камнем преткновения в вопросе создания «суверенной ВЭУ» стал спор о допустимой доле использования иностранных компонентов.

В июне «Коммерсантъ» сообщил о том, что Минпромторг готовится объявить конкурс среди инвесторов на заключение специнвестконтракта (СПИК 2.0) на запуск производства в России компонентов для ветроэлектростанций. По данным издания, на заключение СПИК 2.0 могут претендовать три игрока. «Форвард Энерго» вело переговоры с китайской Dongfang Electric, а «Силовые машины» Алексея Мордашова – с китайской Harbin Electric. «НоваВинд» (входит в «Росатом»), производящий в РФ генераторы на 2,5 МВт, ещё в 2021 году говорил о планах производить машину на 4,5 МВт по соглашению с немецкой Enercon.

В июле представитель Минпромторга на круглом столе в Госдуме сообщил, что после консультаций с ключевыми участниками отрасли и общественного обсуждения проекта техтребований к «суверенной ВЭУ» было принято решение скорректировать проект, включив в перечень на единый СПИК все ключевые компоненты ветроустановки. Минпромторг поддерживает производство ВЭУ с высокой долей локализации: в перечень для локализации при заключении СПИК 2.0 входят гондолы, лопасти, ступицы, а «в качестве вариатива» ещё указаны генераторы и автоматизированные системы управления (АСУ). Также в перечень включено обязательное применение российского программного обеспечения по управлению ВЭУ.

Кроме того, с учётом пожеланий компаний-интересантов дополнительно выделены две категории ВЭУ: безредукторная (мощностью не менее 4,5 МВт) и редукторная (не менее 5 МВт). Производство всех основных компонентов в России должно начаться не позднее

чем через три года с момента подписания СПИК.

Однако возможное попадание в условия спецконтракта всех основных составляющих ВЭУ вызвало беспокойство, в частности, у «Северстали», которая заключила СПИК 1.0 на производство башен ВЭС. Контракт «ВиндарСеверсталь» (ранее – «Башни ВРС», Таганрог, Ростовская область) действует до 2028 года. Это один из двух СПИК первой волны, касающихся башен. В ответ несколько участников думского совещания предложили обязать обладателя СПИК привлекать в качестве поставщиков действующие в РФ профильные предприятия. Ассоциация развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) выступила за интеграцию действующих площадок производства ВЭС-компонентов с победителем конкурса на право заключения СПИК 2.0 и предложила прописать это в условиях конкурса. Однако непонятно, насколько реализуема эта идея.

Второй принципиальный вопрос – использование зарубежных технологий или полностью отечественная разработка ВЭУ. В «Силмаше» считают, что технологии должны на 100% принадлежать российской компании, но допускают их приобретение за рубежом. Часть игроков сектора с этим согласны. В Российской ассоциации ВИЭ-генерации и электротранспорта (РАВИ) полагают, что надо идти путём собственных НИОКР, говорил её директор Игорь Брызгунов. По его словам, нужно развивать не один проект, а заниматься всей линейкой ВЭУ – от менее мощных до мультимегаваттных, тем более что все компоненты для производства ветрогенератора мультимегаваттного класса могут производиться на российских предприятиях, это более 40 компаний.



По данным РАВИ, единственной локализованной ВЭУ, выпускаемой в России, является производимая «НоваВиндом» в Волгодонске версия Lagerwey L100 мощностью

2,5

 МВт


Иверторы

Система управления почти полностью на российской элементной базе – «Парус электро»

Редкоземельные постоянные магниты для генераторов ВЭУ

Производство локализует топливная компания «Росатом» ТВЭЛ (ООО «Русатом МеталлТех», ООО «Элемаш Магнит»)



Производство компонентов для ВЭУ в России

(данные РАВИ, компании «НоваВинд» и публичных источников)

Ветрогенераторы

Входящая в «Росатом» компания «НоваВинд» (завод в Волгодонске включает пять основных сборочных участков: статор генератора, ротор и главный подшипник ВЭУ, генератор, ступица, гондола). «Силовые машины» планируют начать производство ветрогенераторов в Татарстане в 2025 году



Сервис

ветрогенераторов – научно-производственное объединение V&B Industries (также планируют глубокий НИОКР производства ветрогенераторов большой мощности)



Электротехническая сталь

«Еврогрупп», НЛМК



Метизы

высокого качества для башен планирует производить «Дюрер Инжиниринг»



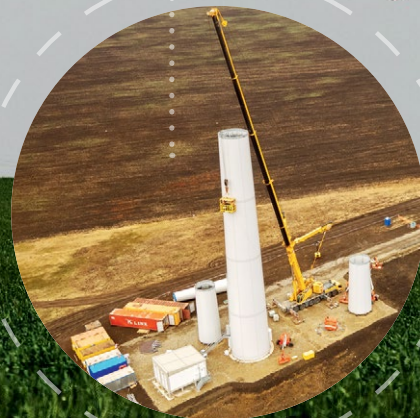
Башни

«ВиндарСеверсталь», «ВетроСтройДеталь»



Лопасты

АО «Русатом Ветролопасты» к 2025 году запустит производство лопастей ВЭУ на основе отечественного стекловолокна на заводе в Ульяновске



Монтаж

ветрогенераторов – «Автокран Тюмень»



Лечение электричеством: современные методы

текст: Анна Соколова

В предыдущем номере «Энергии без границ» мы рассказали об электричестве в человеческом организме и первых попытках применения этих знаний для лечения различных болезней. В этот раз расскажем читателям о современных методах использования электричества в медицине и косметологии.



Для лечения может применяться электрический ток, электромагнитные поля и их производные. Они различаются по типу тока (переменный или постоянный), частоте, силе и напряжению – от этого зависят особенности взаимодействия с тканями организма. Как и в случае с лекарствами, воздействие электричества на пациента может быть общим или местным. Существуют также сегментарные методики, при которых воздействие на поверхностно расположенные зоны тела вызывает реакцию в глубоко расположенных органах (эти части организма связаны через один сегмент спинного мозга).

Электролечение используется в физиотерапии. В настоящее время разработано множество методик, но всё же можно выделить несколько основных.

Гальванизация – это электрическое воздействие постоянного характера, имеющее небольшое напряжение и силу. Оно улучшает периферическое кровообращение, восстанавливает поврежденные мягкие ткани и нервные волокна. Используется при лечении расстройств кровообращения головного и спинного мозга, патологий опорно-двигательной системы, травм и хронических воспалений, болезней органов пищеварения, начальных стадий гипотонии, гипертонии и атеросклероза.

При электрофорезе в организм с помощью постоянного тока вводятся лекарственные вещества. Они проникают через потовые и сальные железы, межклеточные промежутки, волосяные фолликулы и в меньшей степени – через

Гальванизация и электрофорез – недорогие процедуры, не требующие сложной техники. В настоящее время для их проведения созданы даже аппараты домашнего использования

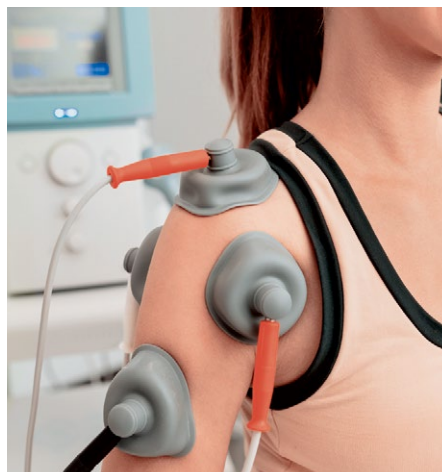


Электролечение используется в физиотерапии. Например, гальванизация назначается при лечении патологий опорно-двигательной системы, травм и хронических воспалений, болезней органов пищеварения

клетки, задерживаются в поверхностных слоях кожи и образуют «депо ионов», что способствует более длительному действию и более медленному выведению. Электрофорез позволяет создать в области патологического очага высокую локальную концентрацию препарата, не насыщая им весь организм.

Амплипульстерапия – это использование двух видов переменного тока со средней и низкой частотными характеристиками. Такая методика устраняет отёчность и уменьшает интенсивность воспаления, снимает болевой синдром. Её назначают в том числе для лечения начальной стадии гипертонии, отёчности ног, атеросклероза сосудов на ногах, расстройства жирового обмена.

Во время **интерференционной электротерапии** пользуются двумя разновидностями переменного тока средней частоты. Они обладают одинаковой



амплитудой и разными частотными параметрами. При взаимодействии этих сил внутри тканей возникает интерференция – взаимное увеличение или уменьшение амплитуды волн. Чтобы получить лечебный эффект, интерференция должна произойти внутри очага заболевания.

К электротерапии на основе интерференционных токов быстро формируется привыкание, поэтому нужно ритмически менять частоту одного заряда во время процедуры. Этот метод применяют для лечения неврологических расстройств, последствий черепно-мозговых травм, воспалительных заболеваний, патологий опорно-двигательного аппарата и множества других болезней.

Чрескожная электронейростимуляция основывается на действии тока на местные нервные структуры через подачу постоянного двухфазного импульсного тока с низкой частотой. Этот вид электротерапии применяют, чтобы снимать резко выраженный болевой синдром, возникающий после различных травм, при неврологических или соматических расстройствах. Его назначают в составе комплексной терапии при невралгии, артрите, псориазе, боли при герпесе или остеохондрозе.

Для проведения чрескожной электронейростимуляции используют установку поверхностных электродов на кожных покровах для возбуждения нервных окончаний, ограничивая или блокируя прохождение по ним болевых импульсов.

Электротерапия, конечно, имеет противопоказания. К ним относятся беременность, онкозаболевания, некоторые виды заболеваний крови, выраженный атеросклероз сосудов головного мозга, тяжёлая гипертония.

Проводить лечение с помощью электричества можно только по назначению врача. При этом часть методов успешно перекочевала из медицины в индустрию красоты. Так, в косметологии с помощью гальванизации устраняют глубокие морщины (считается, что процедура оказывает положительное влияние на состояние сухой кожи лица, разглаживая и подтягивая её). Своё применение здесь нашёл также электрофорез, который способен пролонгировать и усилить действие различных веществ, наносимых на поверхность кожи. Конечно, не обошлось без создания специальной косметики для такого метода.



При подготовке текста были использованы материалы компании «Риктамед».



КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

октябрь

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31					

3 октября

Хазеев Анвар Магсумович
1961 г.
директор
Набережночелнинской ТЭЦ – филиала АО «Татэнерго»

4 октября

Мироносецкий Сергей Николаевич
1965 г.
генеральный директор
«Солар системс»

Петров Евгений Игнатьевич
1979 г.
руководитель
Федерального агентства по недропользованию

7 октября



Путин Владимир Владимирович
1952 г.
Президент Российской Федерации – председатель Комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности

9 октября

Носков Вячеслав Александрович
1966 г.
директор
ОАО «Ново-Кемеровская ТЭЦ» – Кузбасского филиала ООО «СГК»

10 октября

Апсуваев Аслан Чолпанович
1970 г.
исполнительный директор
АО «Зарамагские ГЭС»

Ребров Илья Васильевич
1976 г.
заместитель генерального директора по экономике и финансам
ГК «Росатом»

Табунщиков Юрий Андреевич
1939 г.
заведующий кафедрой «Инженерное оборудование зданий» МАРХИ, президент некоммерческого партнерства инженеров НП «АВОК»

11 октября



Локшин Александр Маркович
1957 г.
первый заместитель генерального директора по развитию новых продуктов атомной энергетики
ГК «Росатом»

12 октября



Леонтьев Михаил Владимирович
1958 г.
пресс-секретарь
ПАО «НК «Роснефть»

13 октября

Причко Олег Николаевич
1963 г.
генеральный директор
ПАО «Иркутскэнерго»

Троцан Андрей Анатольевич
1968 г.
генеральный директор Кызылской ТЭЦ АО «Енисейская ТГК» (ТГК-13)

14 октября



Сухачев Сергей Николаевич
1976 г.
директор Уренгойской ГРЭС – филиала АО «Интер РАО – Электрогенерация»

Торосов Илья Эдуардович
1982 г.
первый заместитель министра экономического развития РФ

17 октября



Песков Дмитрий Сергеевич
1967 г.
заместитель руководителя Администрации Президента РФ – пресс-секретарь Президента РФ

18 октября

Галеев Эдуард Геннадьевич
1967 г.
генеральный директор
АО «ТГК-16»

Мунштуков Денис Валерьевич
1980 г.
генеральный директор ЗАО «Завод электротехнического оборудования»

19 октября



Нелюбин Михаил Юрьевич
1962 г.
генеральный директор
АО «Нижевартовская ГРЭС»

20 октября

Шилкин Григорий Владимирович
1976 г.
член Комитета Государственной Думы РФ по энергетике

21 октября

Афанасьев Вячеслав Валериевич
1971 г.
генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» – «ОДУ Юга»

22 октября

Иванов Сергей Владиславович
1955 г.
академик, директор ФГБУ «Институт физики высоких энергий имени А. А. Логунова Национального исследовательского центра «Курчатовский институт»

Саакян Валерий Арташевич
1937 г.
президент АО «Объединённая энергостроительная корпорация»

24 октября

Вергейчик Олег Владимирович
1970 г.
директор Сургутской ГРЭС-1 – филиала ПАО «ОГК-2»

Жоров Олег Викторович
1970 г.
генеральный директор, председатель правления
ПАО «Мечел»

27 октября

Башук Денис Николаевич
1971 г.
управляющий директор
ПАО «Московская объединённая энергетическая компания»

30 октября

Воронин Алексей Сергеевич
1986 г.
начальник Управления регионального тарифного регулирования
ФАС России

31 октября



Карамышев Антон Владимирович
1982 г.
генеральный директор
ООО «Интер РАО-Инжиниринг»

Александр Носков / Росинпресс

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

ноябрь

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30										

1 ноября

Аркуша Евгений Александрович
1945 г.
президент
НО «Российский топливный союз»



Дубровский Тимофей Анатольевич
1971 г.
директор
ООО «БашРТС»

2 ноября

Левченко Сергей Георгиевич
1953 г.
первый заместитель
председателя Комитета
Государственной Думы
РФ по энергетике

6 ноября

Кузнецова Татьяна Александровна
1984 г.
заместитель
руководителя
Федеральной службы
по надзору
в сфере
природопользования



Новиков Сергей Геннадьевич
1977 г.
начальник
Управления
общественных
проектов
Администрации
Президента РФ

7 ноября

Жизневский Виктор Викторович
1977 г.
директор
Загорской ГАЭС –
филиала
ПАО «РусГидро»



Козак Дмитрий Николаевич
1958 г.
заместитель
руководителя
Администрации
Президента РФ

Павлов Владимир Иванович
1961 г.
генеральный
директор филиала
АО «СО ЕЭС» –
«ОДУ Урала»

8 ноября

Аширов Станислав Олегович
1973 г.
генеральный директор
АО «Газпром
энергосбыт»

10 ноября

Башун Вячеслав Иванович
1977 г.
генеральный
директор
ООО
«РТ-Энерготрейдинг»



Шаров Юрий Владимирович
1959 г.
заведующий кафедрой
электроэнергетических
систем НИУ МЭИ

11 ноября



Шадаев Максют Игоревич
1969 г.
министр цифрового
развития, связи
и массовых
коммуникаций РФ

12 ноября

Кухмистров Сергей Дмитриевич
1965 г.
директор
Новочеркасской ГРЭС –
филиала ПАО «ОГК-2»

12 ноября

Назаров Станислав Валентинович
1970 г.
заместитель
управляющего
директора
ПАО «ТГК-1» –
директор филиала
«Кольский»

13 ноября

Оленин Юрий Александрович
1953 г.
заместитель
генерального директора
по науке и стратегии
ГК «Росатом»

15 ноября



Бортников Александр Васильевич
1951 г.
директор Федеральной
службы безопасности
России

16 ноября



Бударгин Олег Михайлович
1960 г.
вице-президент
по региональному
развитию Мирового
энергетического
совета (МИРЭС),
член Высшего совета
«Единой России»

18 ноября



Муров Евгений Алексеевич
1945 г.
председатель
Совета директоров
АО «Зарубежнефть»

19 ноября

Ведерчик Вадим Евгеньевич
1979 г.
управляющий директор
ПАО «ТГК-1»

20 ноября

Емельянов Сергей Михайлович
1979 г.
генеральный
директор
ООО «Транс-
нефтьэнерго»

23 ноября

Вахруков Дмитрий Сергеевич
1983 г.
заместитель министра
экономического
развития РФ

26 ноября



Мустафин Ренат Рафаилович
1983 г.
директор
Уфимской ТЭЦ-3 –
филиала ООО «БГК»

30 ноября

Филатов Сергей Александрович
1981 г.
директор Департамента
недропользования
и природных ресурсов
Ханты-Мансийского
автономного округа –
Югры

Максим Григорьев / Роскомпресс



35

МЫ СТРОИМ БАМ

фото: Номера



36

Антон Балашов / Росконгресс



Одной из тем прошедшего в середине сентября Восточного экономического форума стало расширение пропускной способности БАМа и Транссиба. В конце августа «Интер РАО» дало старт строительству Новоленской ТЭС, которая обеспечит электроснабжение железнодорожной магистрали. Инвестиции в проект с учётом создания инфраструктуры оцениваются в 257 млрд рублей. В сентябре появились актуализированные оценки инвестиций в электросети для второго этапа расширения железной дороги. С конца прошлого года они увеличились в полноту и достигли

300 млрд рублей.

Улак

овый Ургал

ргал -
Постышево

тышево -
Комсомольск

Комсомольск
сортировочный -
Ванино

Скор

15
ГРУППА

#БАМУШКА
1520

Пирожки
с мясом

▲
Стенд одного из подрядчиков РЖД – группы компаний 1520 на Восточном форуме

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

ДИДЖИТАЛ-
АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

«ИНТЕР РАО»
«РОССЕТИ»
«РУСГИДРО»
«МОСЭНЕРГО»
«АТОМЭНЕРГОМАШ»
«РОССЕТИ ЦЕНТР»
«РОССЕТИ УРАЛ»
«РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО»
ТГК-1
«ЮНИПРО»
«МОСЭНЕРГОСБЫТ»
ФСК

«ЛУКОЙЛ»
«РОСНЕФТЬ»
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»
«СТРОЙГАЗМОНТАЖ»
СУЭК
«БАШНЕФТЬ»
ДТЭК
«ЭНЕРГОПРОМ»
СТНГ
«ГАЗПРОМ ПХГ»
«ЯМАЛ СПГ»
«ЭН+ ГРУП»

«РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ
РЕГИОН»

Видео

«РУСГИДРО»
СУЭК
«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»

Веб-издания

«РОССЕТИ»
«РУСГИДРО»
«АТОМЭНЕРГОМАШ»
«ПЕРЕТОК.РУ»

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

Пресса, книги, сувенирка, видео, годовые отчёты, инфографика, обучение

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

119435, Российская Федерация, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2
Тел.: +7 (495) 664-88-40 | Факс: +7 (495) 664-88-41
www.interrao.ru, editor@interrao.ru